



TUGAS AKHIR - MO 141326

ANALISA MANAJEMEN INSPEKSI BERBASIS RESIKO PADA SEPARATOR VESSEL DI PT.YZ

DIANGGA SABRIAN ARIADY

NRP. 4310 100 001

Dosen Pembimbing:

Dr.Eng. Yeyes Mulyadi, ST, MSc

Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D

JURUSAN TEKNIK KELAUTAN

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya

2017



FINAL PROJECT - MO 141326

ANALYSIS OF RISK-BASED INSPECTION MANAGEMENT SEPARATOR VESSEL IN PT. YZ.

DIANGGA SABRIAN ARIADY

NRP. 4310 100 001

Supervisors:

Dr.Eng. Yeyes Mulyadi, ST, MSc

Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D

Ocean Engineering Department

Faculty of Marine Technology

Sepuluh Nopember Institute of Technology

Surabaya

2017

**ANALISA MANAJEMEN INSPEKSI BERBASIS RESIKO PADA
SEPARATOR VESSEL DI PT. YZ**

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat
memperoleh Gelar Sarjana Teknik
pada

Program Studi S-1 Jurusan Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan

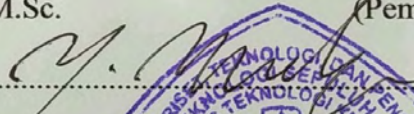
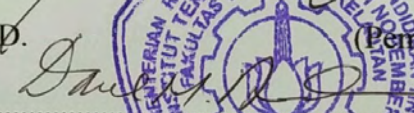

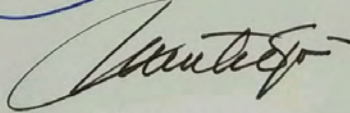
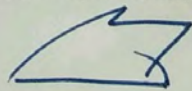
Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya

Oleh :

DIANGGA SABRIAN ARIADY

NRP. 43 10 100 001

Disetujui Oleh :

1. Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, ST, M.Sc. (Pembimbing 1)
.....
2. Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D. (Pembimbing 2)
.....
3. Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D. (Penguji 1)
.....
4. Ir. Mas Murtedjo, M.Eng. (Penguji 2)
.....
5. Ir. Imam Rochani, M.Sc. (Penguji 3)
.....

Surabaya,

Januari 2017

ANALISA MANAJEMEN INSPEKSI BERBASIS RESIKO PADA SEPARATOR VESSEL DI PT. YZ

Nama Mahasiswa : Diangga Sabrian Ariady
NRP : 4310100001
Jurusan : Teknik Kelautan – FTK ITS
Dosen Pembimbing : Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, ST, MSc.
Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D.

ABSTRAK

Separator bisa dikatakan merupakan alat utama dalam memproses minyak mentah menjadi bahan bakar minyak yang banyak digunakan oleh manusia sekarang. Fluida yang diolah adalah jenis C₁₇-C₂₅. Selama beroperasi, *separator* akan mengalami beberapa jenis mekanisme kegagalan akibat pengaruh dari lingkungan dan karakteristik fluida. Salah satu mekanisme kegagalan yang terjadi adalah penipisan. Para inspektor perlu melakukan pengecekan ketebalan pada beberapa titik *separator*. Titik tersebut antara lain di *shell*, *top head*, *bottom head*, *Nozzle neck 1*, *Nozzle neck 2*, *Nozzle neck 3*, dan *Nozzle neck 4*. Penipisan ini menyebabkan berlubangnya dinding *separator* yang akan berakibat fluida terlepas. Cara agar menanggulangi mekanisme kegagalan tidak terjadi adalah dengan cara inspeksi yang sesuai. Berdasarkan API RP 581 Edisi Kedua 2008, inspeksi dilakukan berdasarkan tingkat resiko sebagai fungsi perkalian antara kemungkinan kegagalan dan konsekuensi kegagalan. Didapatkan hasil kemungkinan kegagalan untuk titik-titik *separator* yang sudah disebutkan diatas adalah sebesar 3.06E-05 per tahun. Konsekuensi area terdampak adalah sebesar 2.57E+06 ft². Berdasarkan matrik resiko *separator*, maka didapatkan kategori tingkat resiko untuk titik-titik *separator* tersebut adalah berwarna orange (agak tinggi). Tingkat resiko ini adalah *acceptable* atau bisa diterima.

Kata Kunci : API RP 581 Edisi kedua 2008, Inspeksi, Resiko, *Separator*

ANALYSIS OF RISK-BASED INSPECTION MANAGEMENT SEPARATOR VESSEL IN PT. YZ.

Name of student : Diangga Sabrian Ariady
NRP : 4310100001
Departement : Ocean Engineering Department – FTK ITS
Supervisor : Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, ST, MSc.
Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D.

ABSTRACT

Separator can be said to be a major tool in the processing of crude oil into fuel oil used by many people today. The type of fluid that in processing is $C_{17}-C_{25}$. During its operation, the separator will experience some kind of failure mechanisms due to the influence of the environment and the characteristics of the fluid. One mechanism that failure occurs is thinning. An inspector need to check thickness at several spots of separator wall. They are shell, top head, bottom head, Nozzle neck 1, Nozzle neck 2, Nozzle neck 3, dan Nozzle neck 4. This thinning cause leak of the separator wall that causing fluid release. Inspections appropriate that The way decrease failure mechanism does not happen. Based on API RP 581 Second Edition, 2008, inspections is done based on the level of risk as a function of multiplying the probability of failure and the consequences of failure. The result of the analysis, the possibility of each spot is $3.06E-05$ per year. Rated consequences areas amounted of each equipment is $2.57E+06 \text{ ft}^2$. Based on the risk matrix, the risk level color for the category each spot is orange (medium high).

Key Words : API RP 581 Second Edition 2008, Inspection, Risk, Separator.

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadirat Allah SWT atas rahmat dan karunia-Nya, sehingga penyusun dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan baik dan lancar. Tugas Akhir ini berjudul “**Analisa Manajemen Inspeksi Berbasis Resiko pada Separator Vessel di PT. YZ.**”.

Tugas Akhir ini disusun guna memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan Studi Kesarjanaan (S-1) di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan (FTK), Institut Teknologi Sepuluh Nopember Suranaya (ITS). Tugas Akhir ini membahas untuk mencari tingkat resiko titik-titik inspeksi yang biasanya merupakan titik-titik kritis. Masing-masing titik inspeksi tersebut dilakukan analisa kemungkinan kegagalan dan konsekuensi kegagalan berdasarkan API RP 581 Edisi Kedua tahun 2008. Sehingga kita dapat menentukan tingkat resiko dengan mengalikan kemungkinan kegagalan dan konsekuensi kegagalan dan diplotkan pada matrik resiko.

Penyusun menyadari dalam penulisan ini masih memiliki banyak kekurangan, oleh karena itu penyusun sangat mengharapkan adanya kritik dan saran yang membangun dari para pembaca untuk penyusunan laporan selanjutnya yang lebih baik. Semoga laporan Tugas Akhir ini bermanfaat dan dapat memberikan wawasan yang baru bagi pembaca.

Surabaya, Desember 2016

Diangga Sabrian Ariady

UCAPAN TERIMA KASIH

Selama penyusunan Tugas Akhir ini, penyusun mendapat banyak bantuan serta dukungan moral dari berbagai pihak. Sehingga pada kesempatan ini penyusun mengucapkan terima kasih kepada :

1. Allah SWT yang telah memberikan anugerah sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Keluarga yang selalu mencurahkan doa dan banyak memberikan dukungan (baik moril dan material) serta arahan kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan kuliah serta Tugas Akhir ini dengan tepat waktu.
3. Bapak Dr. Eng. Rudi Walujo P, S.T, M.T selaku Ketua Jurusan Teknik Kelautan serta yang telah mengizinkan penulis untuk menyelesaikan dan memberikan kemudahan dalam pengerjaan Tugas Akhir.
4. Bapak Nur Syahroni, S.T, M.T selaku dosen wali yang selalu memberi semangat dan arahan dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.
5. Bapak Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, ST, MSc. dan Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D. selaku dosen pembimbing yang telah membimbing, memberikan arahan dan kemudahan dalam pengerjaan dan penyelesaian Tugas Akhir ini.
6. Keluarga UKM Maritime Challenge, yang selalu memberi dukungan (baik moril dan materil), pengalaman dan kesempatan untuk pengembangan *softskill* penulis.
7. Kru Kapal *Yole de Bantry* Rojo Segoro Irlandia 2012 dan Baita Sena Perancis 2014 yang selalu memberi dorongan serta semangat untuk segera menyelesaikan Tugas Akhir ini.
8. Teman-teman Megalodon yang selalu menyemangati dan memberi saran selama pengerjaan Tugas Akhir ini.
9. Pihak-pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu karena keterbatasan.

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN.....	iii
ABSTRAK.....	iv
ABSTRACT.....	v
KATA PENGANTAR.....	vi
UCAPAN TERIMA KASIH.....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR TABEL.....	x
DAFTAR GAMBAR.....	xii
DAFTAR NOTASI.....	xiii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xviii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	3
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Manfaat.....	3
1.5 Batasan Masalah.....	3
1.6 Sistematika Penulisan	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....	5
2.1 Inspeksi.....	5
2.2 <i>Separator</i>	6
2.3 Prinsip kerja <i>separator</i>	10
2.4 Daerah/titik inspeksi pada <i>separator</i>	11
2.5 <i>Risk Based Inspection</i> (RBI).....	12
2.6 Data yang dibutuhkan.....	14
2.7 Tipe Analisa RBI.....	14
2.8 Identifikasi Bahaya dan Skenario.....	16
2.9 Mekanisme Kegagalan.....	16
2.10 Menentukan kemungkinan Kegagalan (PoF)	18
2.11 Menghitung faktor kerusakan penipisan.....	19
2.12 Menentukan konsekuensi kegagalan.....	20

2.13 Penyajian Resiko.....	33
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	33
3.1 Diagram Alur Penelitian.....	33
3.2 Studi Literatur.....	34
3.3 Pengumpulan Data.....	34
3.4 Analisa Probabilitas Kegagalan.....	34
3.5 Analisa Konsekuensi Kegagalan.....	34
3.6 Pembuatan Ranking Resiko.....	36
3.7 Mitigasi.....	36
3.8 Kesimpulan.....	36
BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN.....	37
4.1 Data Separator.....	37
4.2 Gambar desain.....	39
4.3 Data Fluida.....	39
4.4 Mengidentifikasi kemungkinan skenario.....	40
4.5 Analisa Resiko.....	41
4.5.1 Anaisa Probabilitas Kegagalan.....	41
4.5.2 Analisa Konsekuensi Kegagalan.....	45
4.5.3 Tingkat resiko Peralatan.....	52
BAB V.....	55
5.1 Kesimpulan.....	55
5.2 Saran.....	55
DAFTAR PUSTAKA.....	57
LAMPIRAN A	
LAMPIRAN B	

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1. Kategori PoF dan Cof.....	31
Tabel 4.1. Data <i>Separator</i>	37
Tabel 4.1. Data <i>Separator</i> (lanjutan).....	37
Tabel.4.2 Data Fluida.....	39
Tabel 4.3 Skenario Bahaya	40
Tabel 4.3 Skenario Bahaya (lanjutan)	41
Tabel 4.4. gff untuk pressure vessel.....	42
Tabel 4.5. t_{rd} dan t_{min}	42
Tabel 4.6. Parameter Faktor Kerusakan.....	43
Tabel 4.7. Faktor Kerusakan.....	44
Tabel 4.8. Probabilitas Kegagalan.....	45
Tabel 4.9. Ukuran Lubang Bocor.....	46
Tabel 4.10. Laju Kebocoran Liquid Masing-masing Ukuran lubang bocor (W_n).....	47
Tabel 4.11. Jumlah fluida maksimal yang mungkin terlepas ($Mass_{avail,n}$).....	47
Tabel 4.12. Tipe Kebocoran.....	48
Tabel 4.13. Faktor Reduksi ($fact_{di}$) dan Maksimal Durasi Kebocoran (Id_{max}) berdasarkan Sistem Deteksi dan Isolasi.....	48
Tabel 4.14. Laju dan Massa Penyebaran.....	49
Tabel 4.15. Luasan Konsekuensi mudah terbakar terhadap kerusakan komponen.....	49
Tabel 4.16. Luasan Konsekuensi mudah terbakar terhadap kecelakaan personil.....	50
Tabel 4.17. Luasan Konsekuensi racun terhadap kecelakaan personil untuk <i>hydrogen fluoride</i> (HF), <i>hydrogen sulfide</i> (H ₂ S)	50
Tabel 4.18. Luasan Konsekuensi racun terhadap kecelakaan personil untuk <i>ammonia</i> , dan <i>chlorine</i>	51
Tabel 4.19. Luasan Konsekuensi tidak beracun terhadap kecelakaan personil atau korban jiwa pada manusia.....	51

Tabel 4.20. Luasan Konsekuensi.....	52
Tabel 4.21. Faktor Bahaya dan Luasan Konsekuensi.....	52

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Jenis Metode Inspeksi.....	5
Gambar 2.2. <i>Separator</i> tegak 2 fasa.....	6
Gambar 2.3. <i>Separator</i> tegak 3 fasa.....	7
Gambar 2.4. <i>Separator</i> horisantal 2 fasa.....	8
Gambar 2.5. <i>Separator</i> horisantal 2 fasa.....	8
Gambar 2.6. <i>Separator</i> bulat.....	9
Gambar 2.7. Alur <i>separator</i> berdasarkan tekanan.....	10
Gambar 2.8. <i>Separator</i> Test.....	10
Gambar 2.9. Alur fluida masuk ke dalam <i>separator</i> vertikal.....	11
Gambar 2.10. Daerah Inspeksi.....	12
Gambar 2.11. Manajemen Resiko menggunakan RBI.....	13
Gambar 2.12. Prosedur urutan penanganan kebocoran.....	16
Gambar 2.13. Matrik Plot.....	31
Gambar 3.1. Diagram ALur Pengerjaan Tugas Akhir.....	33
Gambar 3.1. Diagram ALur Pengerjaan Tugas Akhir (lanjutan).....	34
Gambar 3.2. Alur Analisa Konsekuensi Kegagalan Level 1.....	35
Gambar 4.1. Desain <i>Separator</i> Vertikal.....	39
Gambar 4.2. Matrik Resiko <i>Separator</i>	53
Gambar 5.1. Matrik Resiko <i>Separator</i>	55

DAFTAR NOTASI

a	= konstanta (Lampiran B table 5.8 dan table 5.9)
AIT	= temperature munculnya percikan ketiak fluida terlepas ($^{\circ}R$)
age	= Umur Separator (tahun)
A_n	= Luasan masing-masing lubang bocor (in^2)
A_{rt}	= Parameter faktor kerusakan
b	= konstanta (Lampiran B table 5.8 dan table 5.9)
c	= konstanta (Lampiran B table 5.11)
C_d	= koefisien lubang pelepasan, $0.60 \leq C_d \leq 0.65$.
$C_{r,bm}$	= Laju korosi (mm/tahun)
ca	= tingkat korosi yang diijinkan (mm)
$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT}$	= luasan konsekuensi terhadap kerusakan komponen yang fluida terlepas secara menerus dan tidak mudah muncul percikan api masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft^2)
$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT}$	= luasan konsekuensi terhadap kerusakan komponen yang fluida terlepas secara menerus dan mudah muncul percikan api masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft^2)
$CA_{cmd,n}^{AINL-INST}$	= luasan konsekuensi terhadap kerusakan komponen yang fluida terlepas secara instan dan tidak mudah muncul percikan api masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft^2)
$CA_{cmd,n}^{AIL-INST}$	= luasan konsekuensi terhadap kerusakan komponen yang fluida terlepas secara instan dan tidak mudah muncul percikan api masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft^2)
$CA_{cmd,n}^{flam}$	= campuran luasan konsekuensi terhadap kerusakan komponen yang mudah terbakar masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft^2)
CA_{cmd}^{flam}	= luasan konsekuensi terakhir terhadap kerusakan komponen yang mudah terbakar (ft^2)

$CA_{inj,n}^{AINL-CONT}$	= luasan konsekuensi terhadap kecelakaan personil yang fluida terlepas secara menerus dan tidak mudah muncul percikan api masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft ²)
$CA_{inj,n}^{AIL-CONT}$	= luasan konsekuensi terhadap kecelakaan personil yang fluida terlepas secara menerus dan mudah muncul percikan api masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft ²)
$CA_{inj,n}^{AINL-INST}$	= luasan konsekuensi terhadap kecelakaan personil yang fluida terlepas secara instan dan tidak mudah muncul percikan api masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft ²)
$CA_{inj,n}^{AIL-INST}$	= luasan konsekuensi terhadap kecelakaan personil yang fluida terlepas secara instan dan mudah muncul percikan api masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft ²)
$CA_{cmd,n}^{AIL}$	= campuran luasan konsekuensi kerusakan komponen yang mudah terbakar masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft ²)
$CA_{inj,n}^{AIL}$	= campuran luasan konsekuensi kecelakaan personil yang mudah terbakar masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft ²)
$CA_{cmd,n}^{AINL}$	= campuran luasan konsekuensi kerusakan komponen yang tidak mudah terbakar masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft ²)
$CA_{inj,n}^{AINL}$	= campuran luasan konsekuensi kecelakaan personil yang tidak mudah terbakar masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft ²)
$CA_{inj,n}^{flam}$	= campuran luasan konsekuensi kecelakaan personil yang mudah terbakar masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft ²)

CA_{inj}^{flam}	= luasan konsekuensi terakhir terhadap kecelakaan personil yang mudah terbakar (ft ²)
$CA_{inj,n}^{tox}$	= luasan konsekuensi terhadap kecelakaan personil karena racun masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft ²)
$CA_{inj,n}^{steam-cont}$	= luasan konsekuensi terhadap kecelakaan personil yang fluida terlepas secara menerus sebagai akibat dari <i>steam</i> untuk masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft ²)
$CA_{inj,n}^{steam-INST}$	= luasan konsekuensi terhadap kecelakaan personil yang fluida terlepas secara instan sebagai akibat dari <i>steam</i> untuk masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft ²)
$CA_{inj,n}^{acid-cont}$	= luasan konsekuensi terhadap kecelakaan personil yang fluida terlepas secara menerus sebagai akibat dari <i>acid</i> untuk masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft ²)
$CA_{inj,n}^{acid-INST}$	= luasan konsekuensi terhadap kecelakaan personil yang fluida terlepas secara instan sebagai akibat dari <i>acid</i> untuk masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft ²)
$CA_{inj,n}^{leak}$	= luasan konsekuensi gabungan terhadap kecelakaan personil yang fluida terlepas sebagai akibat dari <i>steam</i> dan <i>acid</i> untuk masing-masing ukuran lubang pelepasan (ft ²)
CA_{inj}^{nfmt}	= luasan konsekuensi terakhir terhadap kecelakaan personil akibat dari faktor-faktor yang tidak mudah terbakar dan tidak meledak (ft ²)
d	= konstanta (Lampiran B table 5.11)
$D_f(t)$	= Faktor Kerusakan sebagai fungsi waktu
e	= konstanta (Lampiran B table 5.12)
$effmass_n^{AIL-INST}$	= efektivitas laju pelepasan untuk pelepasan instan dengan fluida yang mudah terbakar untuk masing-masing ukuran lubang pelepasan. (lb/s)

$effmass_n^{AINL-INST}$	= efektivitas laju pelepasan untuk pelepasan instan dengan fluida yang tidak mudah terbakar untuk masing-masing ukuran lubang pelepasan. (lb/s)
$effrate_n^{AIL-CONT}$	= efektivitas laju pelepasan untuk pelepasan menerus dengan fluida yang mudah terbakar untuk masing-masing ukuran lubang pelepasan. (lb/s)
$effrate_n^{AINL-CONT}$	= efektivitas laju pelepasan untuk pelepasan instan dengan fluida yang mudah terbakar untuk masing-masing ukuran lubang pelepasan. (lb/s)
$eneff_n$	= faktor efisiensi energy
f	= konstanta (Lampiran B table 5.12)
F_{MS}	= Penyelarasan faktor sistem manajemen
$fact^{AIT}$	= faktor luasan konsekuensi campuran saat AIT
$fact_{di}$	= faktor reduksi <i>magnitude</i> pelepasan
$fact_n^{IC}$	= faktor luasan konsekuensi campuran untuk pelepasan instan/menerus untuk masing-masing ukuran lubang pelepasan.
$fact_{mit}$	= faktor reduksi luasan konsekuensi berdasarkan sistem mitigasi
g_c	= konstanta gravitasi, $32.2 (lb_m - ft) / (lb_f - s^2)$
gff	= frekuensi kegagalan secara umum (kegagalan/tahun)
$K_{v,n}$	= faktor koreksi viskositas
ld_n	= durasi kebocoran masing-masing lubang kebocoran(s)
ld_n^{tox}	= durasi kebocoran racun masing-masing lubang kebocoran (s)
$ld_{max,n}$	= durasi kebocoran maksimal masing-masing lubang kebocoran(menit)
$mass_{avail,n}$	= massa fluida yang bisa terlepas (lbs)
$mass_n$	= massa fluida setelah dikurangi akibat mitigasi (lbs)
$mass_n^{tox}$	= massa fluida beracun (lbs)
$mfrac^{tox}$	= <i>fraction massa</i> dari material beracun
NBP	= normal boiling point ($^{\circ}R$)

P_{atm}	= tekanan atmosfer (psia)
P_s	= tekanan operasi normal (psia)
$pscore$	= skor evaluasi sistem manajemen (%)
$P_f(t)$	= kemungkinan kegagalan sebagai fungsi waktu
raten	= laju pelepasan dipengaruhi sistem mitigasi (lb/s)
$rate_n^{tox}$	= laju pelepasan dari komponen beracun (lb/s)
ρ_l	= densitas fluida (lb/ft ³)
$score$	= skor dari semua evaluasi sistem manajemen
T_s	= suhu operasi normal
t	= tebal (mm)
t_{min}	= tebal minimal peralatan dapat beroperasi (mm)
t_n	= waktu yang diperlukan untuk melepaskan 10000 lbs (s)
t_{rd}	= tebal hasil dari inspeksi terakhir (mm)
W_n	= laju pelepasan secara teoritikal untuk masing-masing ukuran lubang kebocoran
W_{max8}	= laju maksimal dalam menghitung massa tambahan (lb/s)

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A

Menghitung Laju Kobocoran W_n	a
Menentukan Luasan Konsekuensi mudah terbakar terhadap kerusakan komponen Ca_{cmd}^{flam} dan Luasan Konsekuensi mudah terbakar terhadap kecelakaan personil Ca_{inj}^{flam}	b
Menentukan Luasan Konsekuensi racun terhadap kecelakaan personil untuk <i>hydrogen fluoride</i> (HF), dan <i>hydrogen sulfide</i> (H_2S) Ca_{inj}^{tox} , Luasan Konsekuensi racun terhadap kecelakaan personil untuk <i>ammonia</i> , dan <i>chlorine</i>	f
Menentukan Luasan Konsekuensi tidak beracun terhadap kecelakaan personil atau korban jiwa pada manusia.	g
Menentukan Luasan Konsekuensi.....	i

LAMPIRAN B

Table 3.A.3.2.....	3.A-19
Table 4.1	2-16
Table 5.1	3-50
Table 5.2	3-51
Table 5.5	2-28
Table 5.11	2-34
Table 5.3	3-55
Table 5.4	3-55
Table 5.5	3-56
Table 5.6	3-57
Table 5.7	3-57
Table 5.8	3-59
Table 5.9	3-61
Table 5.10	3-63
Table 5.11	3-63
Table 5.12	3-64
Table 3.B.2.1	3B-4

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Pengertian inspeksi berdasarkan Kamus Besar Bahasa Indonesia (KBBI) adalah pemeriksaan dengan saksama secara langsung tentang pelaksanaan peraturan, tugas, dan sebagainya. Inspeksi merupakan hal yang sangat penting dalam industri apapun apalagi khususnya dalam bidang eksplorasi minyak mentah dan gas alam. Dalam industri ini sangat memerlukan program inspeksi dan perawatan peralatan yang cukup ketat. Hal ini terutama karena karakter minyak dan gas alam tersebut yang biasanya bertekanan tinggi dan mudah terbakar, sehingga berpotensi tinggi terhadap bahaya ledakan dan kebakaran. Ditambah dengan sifat minyak dan gas yang mudah mengalir, sehingga seringkali kebakaran yang terjadi berlangsung cepat dan menyebar ke lokasi sekitarnya. Kegagalan dalam menerapkan program inspeksi yang kurang tepat, akan berakibat pada kegagalan peralatan eksplorasi.

Ada beberapa metode yang dapat digunakan dalam analisa inspeksi. Beberapa perusahaan ada yang menggunakan metode konvensional, dimana inspeksi berdasarkan *rekomendasi pengerjaan* untuk peralatan tertentu. *Risk Based Inspection* (RBI) merupakan salah satu metode juga yang terbaru yang banyak digunakan. Metode ini telah menggantikan metode yang terdahulu yaitu *Time Based Inspection* (TBI). Menurut *API Recommended Practice 580*, *Risk Based Inspection* adalah penetapan resiko dan manajemen proses yang terfokus pada kegagalan peralatan karena kerusakan material. Metode ini merupakan suatu metode yang digunakan untuk menentukan rencana atau program inspeksi berdasarkan resiko kegagalan serta akibat/konsekuensi kegagalan suatu peralatan. Pihak perusahaan dapat memiliki jadwal inspeksi (peralatan mana saja yang perlu diinspeksi dan kapan dilakukan inspeksi) berdasarkan resiko kegagalan suatu peralatan dengan menggunakan RBI, bukan berdasarkan waktu. Tingkat resiko masing-masing peralatan berdasarkan API RP 581 Edisi Kedua Tahun 2008

dihitung dari perkalian kemungkinan kegagalan dan konsekuensi kegagalan yang kemudian diplotkan pada matrik resiko. Berdasarkan perhitungan resiko tersebut, kita dapat memprioritaskan inspeksi yang lebih sering dan meningkatkan klasifikasi deteksi serta isolasi bahaya terhadap alat berisiko tinggi. RBI memiliki kelebihan adanya tahap *Screening* (memilah-milah peralatan berdasarkan resiko), sehingga sumber dana untuk inspeksi dapat diatur dengan optimal karena tepat sasaran (difokuskan pada alat dengan resiko tinggi saja).

Penulis disini mencoba untuk menganalisa tingkat resiko titik-titik inspeksi tertentu dengan harapan agar pemilik dapat melakukan tindakan semestinya agar *separator* tidak mengalami kegagalan yang bisa berdampak besar pada lingkungan dan pastinya hasil operasi perusahaan. Tingkat resiko yang dihasilkan ditampilkan pada matrik resiko dengan kategori kemungkinan kegagalan dan konsekuensi kegagalan berdasarkan API RP 581 Edisi Kedua 2008.

Penelitian atau jurnal yang pernah melakukan penelitian tentang perawatan, inspeksi dan Metode RBI adalah sebagai berikut:

1. Tan Zhaoyang *et all* (2011), dengan judul “*An evaluation of maintenance strategy using risk based inspection*”, mendapatkan kesimpulan bahwa Metode RBI tersebut bisa membantu untuk mengevaluasi alat di units ISOMAX
2. Prasanta Kumar de *et all* (2004) juga pernah mengembangkan penelitian tentang RBI (*Risk Based Inspection*) dan RBM (*Risk Based Maintenance*) di Teluk Thailand. Penulis tersebut melakukan identifikasi terhadap faktor resiko yang kemungkinan dapat menyebabkan kegagalan, yaitu korosi baik korosi eksternal maupun internal, dampak lingkungan, konstruksi yang salah, penggunaan material yang tidak sesuai atau yang lebih lemah, kesalahan manusia, dan kesalahan operasi. Kemungkinan penyebab-penyebab ini juga memiliki konsekuensi yang cukup buruk.
3. Adi Suryanto (2007) pada tesisnya juga pernah menggunakan metode RBI untuk mencari dan mendapatkan kemungkinan alat mengalami kerusakan, dampak yang ditimbulkan dari kerusakan alat tersebut,

besarnya tingkat resiko yang mungkin terjadi pada setiap alat dan sehingga kita bisa menentukan interval dan jenis inspeksi yang tepat digunakan pada alat-alat yang dilakukan penelitian.

Penulis dalam penelitian ini ingin memfokuskan hanya pada *separator* saja. Karena *separator* merupakan alat utama dalam proses produksi. Sehingga *separator* memerlukan inspeksi yang paling sering. Ini juga melihat karena minyak mentah yang dioleh memiliki karakteristik yang cukup berbahaya yang dapat menyebabkan kegagalan pada alat dan kerusakan pada lingkungan sekitar.

1.2. Rumusan Masalah

Permasalahan yang akan di bahas pada tugas akhir ini adalah :

1. Apa kategori tingkat resiko untuk masing-masing titik inspeksi ?
2. Bagaimana matriks resiko dari titik-titik inspeksi pada *separator* ?
3. Bagaimana matriks resiko dari titik inspeksi pada *separator* setelah dilakukan mitigasi jika perlu ?

1.3. Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai penulis dalam penelitian tugas akhir ini adalah :

1. Mengetahui tingkat resiko untuk masing-masing titik inspeksi.
2. Mengetahui matriks resiko titik-titik inspeksi pada *separator*.
3. Membuat matriks resiko dari titik inspeksi pada *separator* setelah dilakukan mitigasi jika perlu.

1.4. Manfaat

Hasil penelitian dalam tugas akhir ini diharapkan :

1. Mendapatkan tingkat resiko untuk masing-masing titik inspeksi.
2. Mendapatkan matriks resiko untuk titik-titik inspeksi pada *separator*.
3. Mempunyai matriks resiko dari titik inspeksi pada *separator* setelah dilakukan mitigasi jika perlu.

1.5. Batasan Masalah

Beberapa hal yang menjadi batasan pada penelitian ini adalah:

1. Penelitian dilakukan pada *separator vessel* vertikal.

2. Peralatan yang berada didalam didesain lebih dari perhitungan *lifetime*, sehingga tidak diperhitungkan.
3. Mekanisme kegagalan yang digunakan adalah penipisan
4. Konsekuensi akibat penipisan yang digunakan adalah kebocoran
5. Analisa Konsekuensi menghitung luasan terdampak dari kebocoran yang terjadi
6. Satuan yang digunakan menggunakan adalah US customary units

1.6. Sistematika Penulisan

Bab I ini memberikan uraian tentang latar belakang masalah, rumusan masalah yang akan diselesaikan, tujuan, dan manfaat penulisan, batasan masalah, hipotesa, dan sistematika penulisan laporan.

Bab II ini memberikan penjelasan mengenai dasar-dasar teori yang berhubungan dengan proses inspeksi berbasis resiko, dan *separator*.

Bab III ini menjelaskan langkah-langkah yang akan dilakukan dalam mengerjakan tugas akhir ini yang digambarkan dalam diagram alir penelitian. Tahapan yang dimaksud adalah penentuan latar belakang masalah, studi kepustakaan, pengumpulan data, analisa data dan pembahasan hingga pada akhirnya akan di dapat suatu kesimpulan.

Bab IV ini berisikan pembahasan dan uraian mengenai data yang digunakan, penentuan faktor kerusakan untuk masing-masing alat yang ditinjau, probabilitas kegagalan, serta konsekuensi kegagalan yang mencakup tentang area yang tercemar atau terdampak, dan matrik plot untuk masing-masing alat.

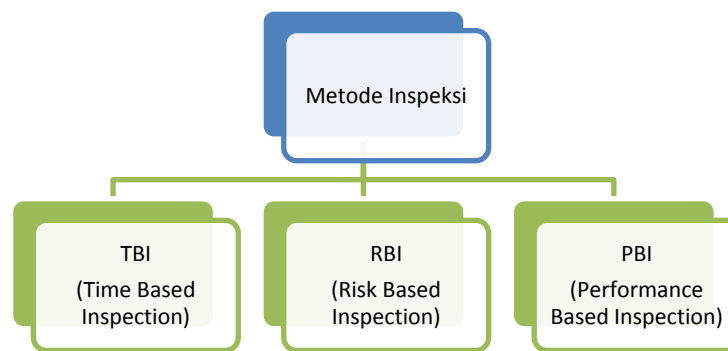
Bab V ini berisikan kesimpulan dari hasil analisa yang dilakukan serta pemberian saran-saran, baik untuk peningkatan kinerja perusahaan maupun untuk peningkatan kinerja perusahaan maupun untuk penelitian selanjutnya.

BAB II

Tinjauan Pustaka dan Dasar Teori

2.1. Inspeksi

Inspeksi (KBBI) adalah pemeriksaan dengan seksama secara langsung tentang pelaksanaan peraturan, tugas dan sebagainya. Pada sebuah industri khususnya migas diperlukan inspeksi terhadap alat-alat yang digunakan dalam proses produksi minyak dan gas. Alat-alat tersebut diperlukan inspeksi sejak alat itu beroperasi hingga akhirnya alat tersebut tidak dioperasikan kembali. Tujuan dari inspeksi sendiri adalah agar alat yang dioperasikan tidak mengalami kegagalan yang mana pada ujungnya akan merugikan bagi perusahaan.



Gambar 2.1. Jenis Metode Inspeksi

Terdapat beberapa jenis metode inspeksi seperti yang ditampilkan pada Gambar 2.1. TBI sendiri, merupakan metode untuk menentukan inspeksi berdasarkan waktu. Alat-alat diinspeksi berdasarkan aturan yang berlaku dan digunakan oleh perusahaan. Misalkan peraturan Keputusan Direktur Jendral Minyak dan Gas No. 84K tahun 1998, pemerintah Indonesia mensyaratkan inspeksi keselamatan peralatan migas setiap 3 tahun sekali semenjak peralatan tersebut digunakan. Dengan peraturan ini, perusahaan diharuskan untuk melakukan kegiatan inspeksi terhadap semua peralatan tanpa terkecuali. Ini akan mengakibatkan biaya yang sangat tinggi. Selain itu juga TBI mengharuskan perusahaan melakukan inspeksi untuk tiap-tiap alat berdasarkan standar atau rujukan pengerjaan yang digunakan untuk masing-masing alat produksi.

Jika RBI merupakan metode untuk menentukan jadwal inspeksi masing-masing peralatan berdasarkan tingkat resiko yang dimiliki oleh alat-alat tersebut. Bisa saja terdapat alat-alat yang tidak terlalu perlu perhatian inspeksi tapi juga bisa jadi terdapat alat yang membutuhkan perhatian sangat lebih untuk dilakukan inspeksi. Dengan metode ini, waktu inspeksi bisa ditekan, biaya inspeksi juga bisa ditekan karena tidak semua alat dilakukan inspeksi. Dan untuk lebihnya dijelaskan pada sub-bab 2.3.

2.2. *Separator*

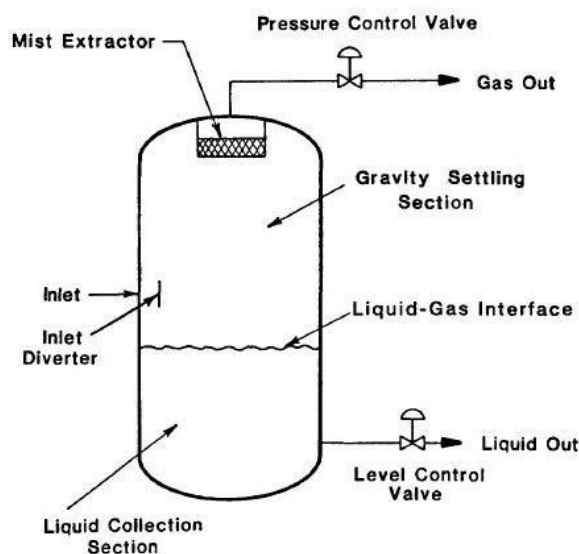
Separator memiliki arti sebagai bejana yang berfungsi untuk memisahkan minyak, air dan gas yang terkandung dalam minyak mentah. *Separator* merupakan inti dari proses produksi. Jumlah *separator* pada sebuah kilang atau anjungan tergantung dari seberapa kualitas minyak mentah dari *reservoir*.

Separator dapat di bagi atau dikelompokkan berdasarkan beberapa hal :

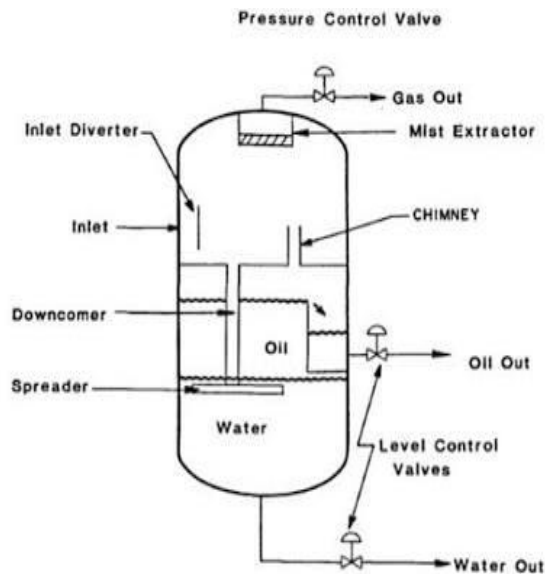
1. Berdasarkan bentuk atau posisi

a. *Separator* Tegak / Vertikal

Bentuk dari *separator* vertikal 2 fasa ditunjukkan pada Gambar 2.2 dan *separator* vertikal 3 fasa ini ditunjukkan pada Gambar 2.3.



Gambar 2.2. *Separator* tegak 2 fasa



Gambar 2.3. *Separator* tegak 3 fasa

Separator vertikal memiliki kelebihan dan kekurangan. Kelebihan *separator* vertikal adalah sebagai berikut :

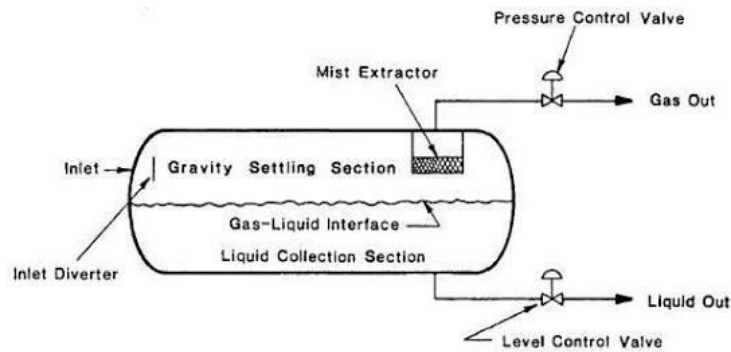
1. Pengontrolan cairan mudah.
2. Efektif dalam penanganan minyak yang mengandung benda-benda keras atau pasir. Karena lubang pembuangan air berada ditengah-tengah dari *bottom head*.
3. Kecil kemungkinan akan adanya penguapan cairan.
4. Tidak membutuhkan area yang luas.
5. Mudah untuk dibersihkan.

Kekurangan *separator* vertikal adalah sebagai berikut :

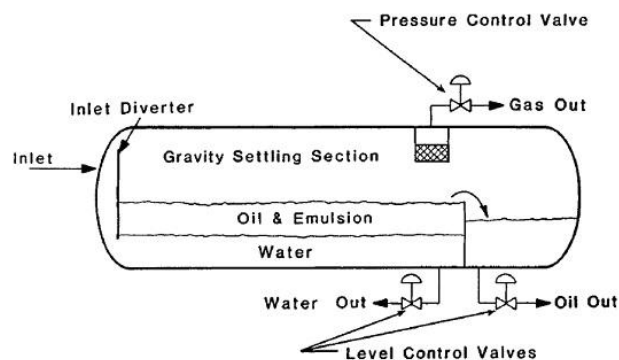
1. Memiliki biaya produksi yang cukup mahal.
2. Proses pengangkutan/pengiriman cukup sulit.
3. Susah dalam proses pengiriman.
4. Membutuhkan diameter yang lebih besar untuk jenis gas tertentu.

b. *Separator* datar / Horisontal

Bentuk dari *separator* horisontal 2 fasa ditunjukkan pada Gambar 2.4 dan *separator* horisontal 3 fasa ini ditunjukkan pada Gambar 2.5.



Gambar 2.4. *Separator* horisantal 2 fasa



Gambar 2.5. *Separator* horisantal 3 fasa

Separator horisantal memiliki kelebihan dan kekurangan.

Kelebihan *separator* horisantal adalah sebagai berikut :

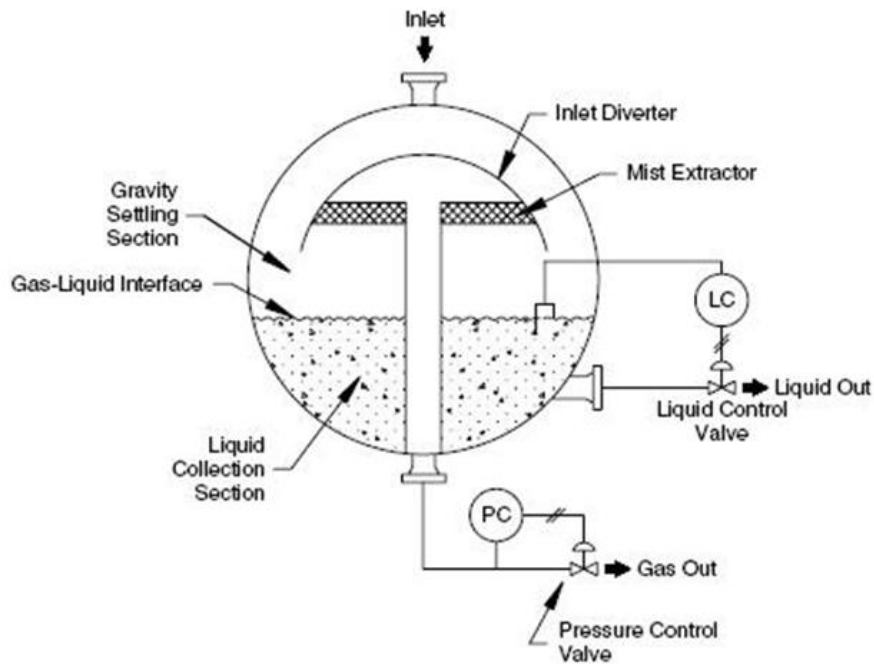
1. Memiliki biaya produksi yang lebih murah.
2. Pengangkutan atau pengiriman lebih mudah.
3. Efektif untuk mengelola minyak yang mengandung buih (*foaming*).
4. Lebih ekonomis dan efisien untuk mengolah volume gas yang lebih besar.

Kekurangan *separator* horisantal adalah sebagai berikut :

1. Pengontrolan level cairan lebih rumit.
2. Sukar dalam membersihkan lumpur, pasir, paraffin.
3. Memiliki diameter lebih kecil untuk kapasitas gas tertentu.

c. *Separator* Bulat

Bentuk dari *separator* bulat ditunjukkan pada Gambar 2.6.



Gambar 2.6. *Separator* bulat

Separator bulat memiliki kelebihan dan kekurangan. Kelebihan *separator* bulat adalah sebagai berikut :

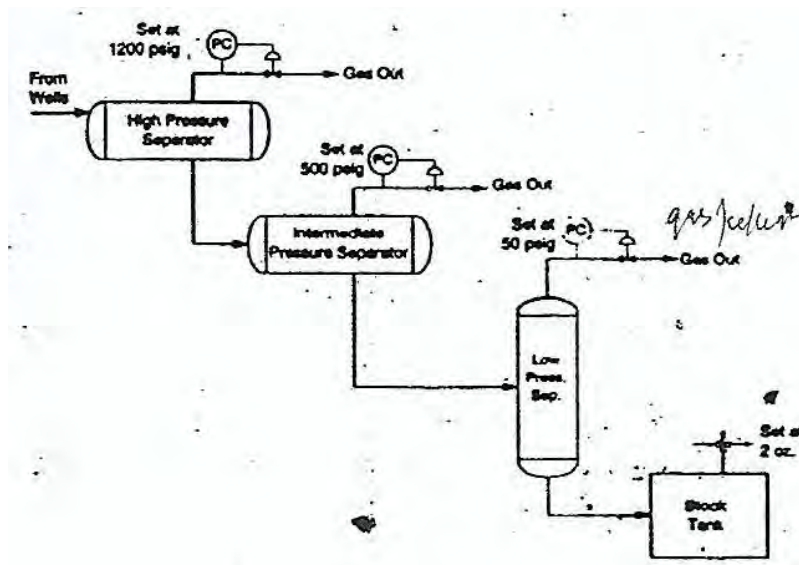
1. Termurah dari kedua tipe diatas.
2. Lebih mudah mengeringkan dan membersihkannya.

Kekurangan *separator* bulat adalah sebagai berikut :

1. Pengontrolan level cairan lebih rumit.
 2. Membutuhkan area yang lebih luas karena memiliki ruang pemisah dan kapasitas surge yang lebih kecil.
2. Berdasarkan hasil fasa yang diinginkan
 - a. 2 fasa
 - b. 3 fasa
 3. Berdasarkan tekanan

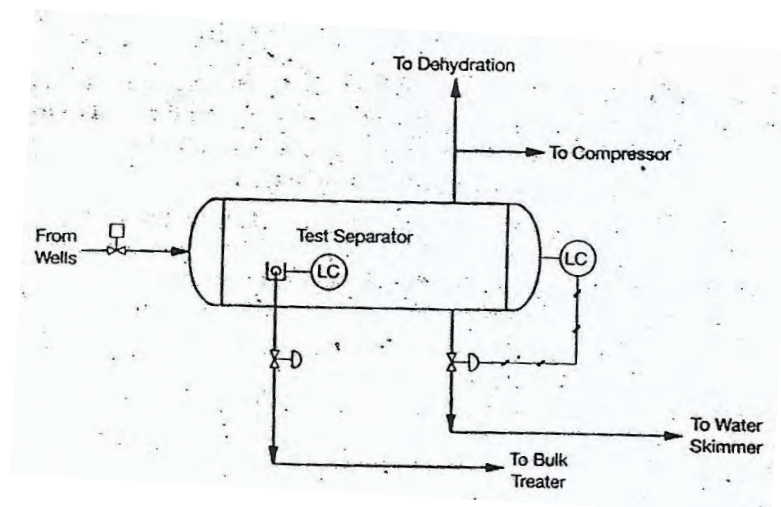
Alur contoh *separator* bertekanan ditunjukkan pada Gambar 2.7.

- a. *Separator* tekanan tinggi (750 – 1500 psi)
- b. *Separator* tekanan sedang (230 – 700 psi)
- c. *Separator* tekanan rendah (10 – 225 psi)



Gambar 2.7. Alur *separator* berdasarkan tekanan

Terdapat juga yang namanya *test (penguji) separator*. *Separator* jenis ini berfungsi untuk menguji kualitas dari minyak mentah yang berasal dari *well* atau sumur. Contoh *separator test* ditunjukkan pada Gambar 2.8.

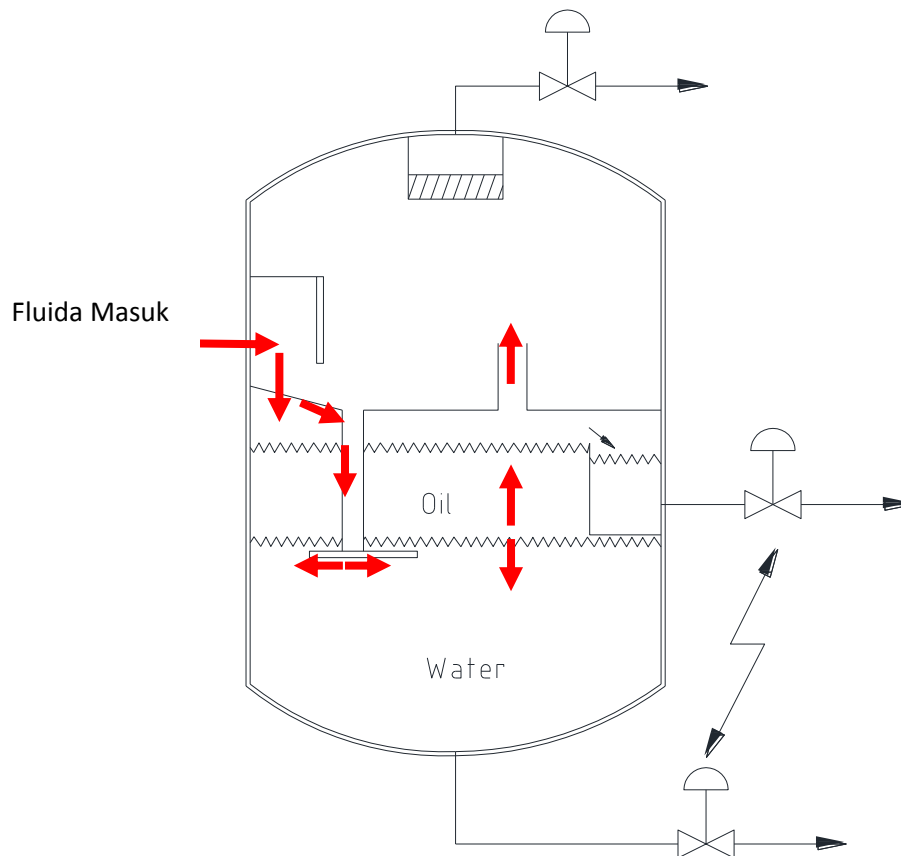


Gambar 2.8. *Separator Test*

2.3. Prinsip kerja *separator* vertikal

Seperti yang telah dijelaskan di awal bahwa *separator* merupakan alat yang digunakan untuk memisahkan fluida dari sumur menjadi beberapa bentuk, seperti air, minyak, dan gas. Kelebihan dari *separator* vertikal ini diantaranya

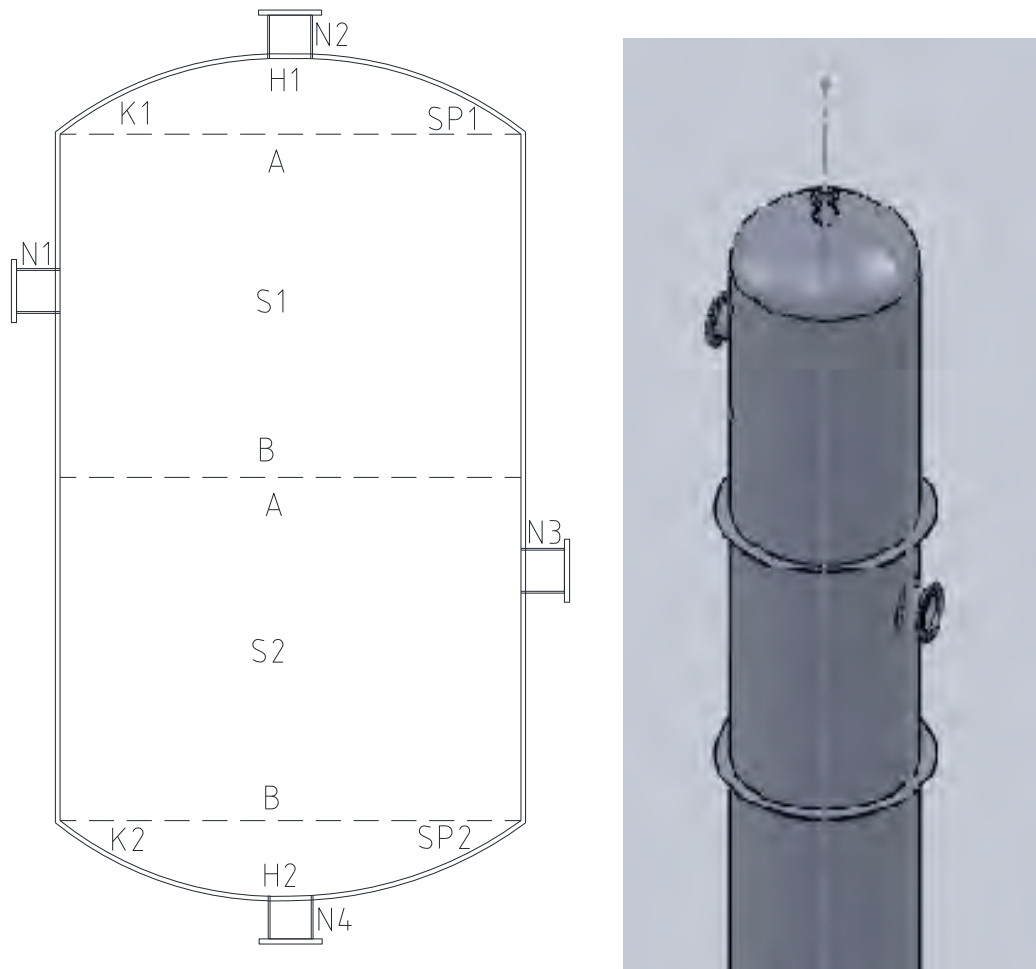
adalah tidak memerlukan ruang yang besar. Cara kerja *separator* vertikal ini dimulai dari fluida masuk melalui inlet, kemudian menabrak *inlet diverter*, fluida selanjutnya akan mengalir melalui bagian downcomer dan akan keluar melalui bawah melalaui spreader. Minyak dan air yang keluar dari saluran ini akan terpisah karena masa jenis minyak lebih rendah daripada air. Gambar 2.9 menunjukkan seperti prinsip kerja *separator* vertikal.



Gambar 2.9. Alur fluida masuk ke dalam *separator* vertikal

2.4. Daerah/titik inspeksi pada *separator*

Inspeksi yang dilakukan pada separator ini adalah pengecekan ketebalan pada beberapa daerah di bagian luar separator. Ini untuk mengetahui berapa laju korosi yang terjadi yang selanjutnya digunakan untuk mencari faktor kerusakan penipisan yang terjadi pada separator. Daerah inspeksi separator ditunjukkan pada Gambar 2.10.



Gambar 2.10. Daerah Inspeksi

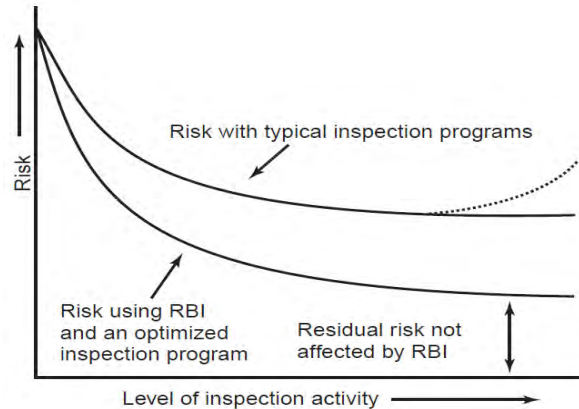
Daerah inspeksi yang dilakukan pengecekan ketebalan adalah pada titik N1, N2, N3, N4, H1, K1, SP1, S1A, S1B, S2A, S2B, H2, K2, SP2. Daerah inspeksi ini dilakukan memutar pada sudut 0°, 90°, 180°, dan 270°.

2.5. Risk Based Inspection (RBI)

RBI (API RP 580) adalah penetapan resiko dan manajemen proses yang terfokus pada kegagalan peralatan karena kerusakan material. (API 580) Resiko adalah suatu kombinasi antara kemungkinan sesuatu itu terjadi (biasanya kegagalan) dan konsekuensinya.

$$\text{Resiko} = \text{Kemungkinan gagal (PoF)} \times \text{konsekuensi kegagalan (CoF)}$$

Selanjutnya akan ditampilkan kurva yang menunjukkan tentang pengurangan resiko terhadap frekuensi inspeksi yang ditambahkan (API RP 580).



Gambar 2.11. Manajemen Resiko menggunakan RBI

Kurva yang berada di atas merupakan kurva yang resiko dengan program inspeksi yang khas. Dimana ketika tidak dilakukan inspeksi, tingkat resiko akan naik. Dengan adanya inspeksi resiko secara umum berkurang secara signifikan. Tujuan yang dicapai dimana kegiatan inspeksi tambahan mulai menunjukkan pengurangan kembali dan mungkin pada akhirnya menghasilkan pengurangan resiko tambahan yang sangat kecil. Jika inspeksi yang diterapkan tidak sesuai, mungkin tingkat resiko akan naik. Ini disebabkan oleh inspeksi yang dilakukan secara terus-menerus pada kasus yang pasti mungkin menyebabkan kerusakan tambahan. Situasi ini ditunjukkan oleh ujung kurva yang tercoret garis putus-putus.

RBI menyediakan sebuah metodologi yang konsisten untuk mengambil keputusan kombinasi metode dan frekuensi yang optimal. Masing-masing metode inspeksi yang mungkin bisa di analisa dan itu cukup efektif dalam menurunkan kemungkinan kegagalan yang diperkirakan. Pemberian informasi ini dan biaya untuk masing-masing prosedur merupakan sebuah program pengoptimalan yang bisa dikembangkan. Kunci dalam pengembangan prosedur ini adalah kemampuan untuk menentukan resiko yang digabungkan dengan masing-masing alat dan kemudian menentukan teknik inspeksi yang sesuai dan mendekati untuk masing-masing alat. Hasil dari metodologi ini digambarkan oleh kurva yang berada di

bawah. Kurva tersebut menjelaskan bahwa dengan mengaplikasikan program RBI yang sesuai dan efektif, resiko lebih rendah bisa diselesaikan dengan kegiatan inspeksi yang berada pada level yang sama. Ini dikarenakan program inspeksi yang diterapkan fokus pada alat yang mempunyai resiko tinggi. Dan yang mempunyai resiko rendah diabaikan.

Pada Gambar 2.11, juga kita bisa membaca bahwa resiko tidak bisa dihilangkan menjadi nol, karena ada beberapa faktor yang mempengaruhi, yaitu :

1. Kesalahan manusia
2. Bencana alam
3. Kejadian dari luar (contoh : kejatuhan suatu benda)
4. Dampak dari alat-alat sekitar
5. Sabotase
6. Kekurangan metode yang sangat mendasar
7. Desain eror
8. Kegagalan mekanisme yang tidak diketahui.

2.6. Data yang dibutuhkan

Data yang diperkirakan dibutuhkan dalam penulisan penelitian ini adalah :

- a. Informasi secara umum. Alat apa saja yang hendak dilakukan penelitian.
- b. Informasi secara *mechanic*. Data yang menunjukkan desai, ukuran dan juga bahan dari item yang diteliti.
- c. Informasi proses produksi. Informasi difokuskan pada cara kerja alat, proses fluida, dampak dari proses kondisi alat tersebut dan juga kondisi lingkungan alat tersebut beroperasi
- d. Informasi perawatan atau inspeksi yang pernah dilakukan sebelumnya.
- e. Informasi sistem keamanan pada alat dan lingkungan tersebut.

2.7. Tipe Analisa RBI

Penentuan cara menganalisa RBI ini tergantung pada beberapa hal seperti:

1. Objek Penelitian
2. Jumlah fasilitas dan alat yang digunakan sebagai objek penelitian
3. Ketersedian sumber data
4. Tingkat kerumitan fasilitas dan alat yang digunakan sebagai objek penelitian
5. Alam dan kualitas sumber data.

Beberapa cara yang biasa digunakan adalah

1. Pendekatan secara kualitatif (*Qualitative Approach*)

Metode pendekatan ini menggunakan *engineering judgment* dan pengalaman dari peneliti. Hasil dari analisa tidak dalam bentuk data yang pasti. Biasanya dalam bentuk *range*. Misal, dari nilai 1-5 atau dengan tingkatan tinggi, sedang dan kecil. Metode ini menggunakan jika peralatan yang diteliti tidak memiliki data yang valid. Jika peneliti memiliki pengalaman dan kemampuan analisa yang bagus, hasil dari metode ini bisa dikatakan akan sangat baik. Keuntungan dari metode ini adalah waktu yang sangat cepat yang diperlukan dalam melakukan analisa.

2. Pendekatan secara kuantitatif (*Quantitative Approach*)

Metode jenis ini akan memerlukan data yang valid. Data tersebut biasanya berasal dari inspeksi yang telah dilakukan atau kejadian-kejadian yang telah terjadi, baik di perusahaan sendiri ataupun di tempat lain. Keuntungan dari metode ini, berasal dari ketepatan dari analisa yang dilakukan.

3. Pendekatan secara semi-kuantitatif (*Semi-quantitative Approach*)

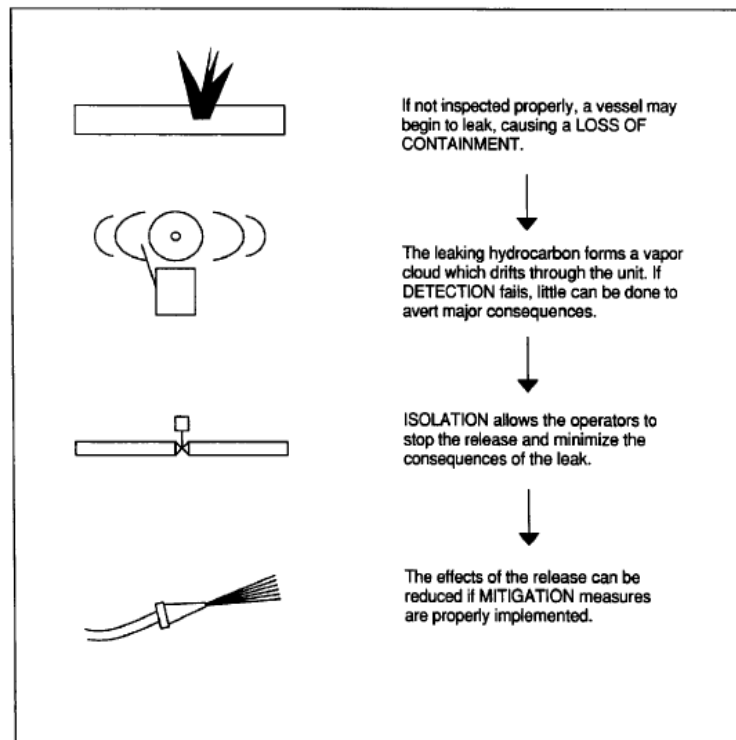
Metode ini merupakan gabungan dari 2 metode sebelumnya. Ini untuk mendapatkan keuntungan dari 2 metode di atas, yaitu masalah kecepatan waktu dan ketepatan dalam melakukan analisa. Menurut API RP 580, biasanya hasil yang didapatkan lebih berupa kategori konsekuensi dari pada nilai resiko namun penilaian dapat diikuti dalam setiap

kategori untuk memungkinkan aplikasi memungkinkan aplikasi kalkulasi resiko untuk memperoleh kriteria penerimaan resiko yang sesuai.

2.8. Identifikasi Bahaya dan Skenario

Menurut API RP 580 Identifikasi *Hazard* secara umum pada Analisa RBI memfokuskan pada mekanisme kegagalan yang bisa diidentifikasi pada peralatan tetapi tidak memutuskan secara tegas dengan hasil dari skenario kegagalan yang mungkin terjadi dari kejadian seperti kegagalan sumber tenaga atau kesalahan manusia.

Jika terjadi kegagalan pada sebuah peralatan, ini akan membahayakan lingkungan sekitar baik dampak kepada pekerja ataupun kepada lingkungan. Prosedur penanganan kebocoran sesuai API 581 akan di tampilkan pada Gambar 2.12. Ini bertujuan untuk mengurangi dampak konsekuensi dari kebocoran yang terjadi.



Gambar 2.12. Prosedur urutan penanganan kebocoran

2.9. Mekanisme Kegagalan

Penyebab kegagalan berdasarkan RBI pada API RP 580 dapat dibagi menjadi 4 kategori :

1. *Thinning* (penipisan)

Penipisan yang dimaksud juga merupakan penipisan secara umum, penipisan lokal, penipisan dalam bentuk bintik-bintik, yang menyebabkan hilangnya material dari permukaan dalam atau pun luar. Dampak dari penipisan bisa dideterminasi dari beberapa informasi-informasi berikut :

- a. Ketebalan
- b. Umur peralatan
- c. Korosi yang diijinkan
- d. Tingkat korosi
- e. Tekanan dan suhu operasi
- f. Desain tekanan

2. *Stress corrosion cracking* (SCC)

SCC terjadi ketika peralatan terkena lingkungan yang menyebabkan keretakan mekanisme seperti, *caustic cracking* (keretakan yang dapat merusak kulit), *amine cracking* (keretakan amina), *sulfide stress cracking* (keretakan ketegangan sulfida), *hydrogen-induced cracking* (keretakan akibat hidrogen), *stress-oriented hydrogen-induced cracking* (keretakan akibat hidrogen yang terorientasi), *carbonate cracking* (keretakan akibat karbonat/soda), *polythionic acid cracking* (keretakan akibat asam), and *chloride cracking* (keretakan akibat klorida). Kerentanan sering di tandai dengan kategori tinggi, sedang, dan rendah berdasarkan faktor-faktor berikut :

- a. Kontruksi material.
- b. Cara kerja dan kerentanan.
- c. Suhu dan tekanan operasi.
- d. Konsentrasi dari kunci proses korosi, seperti pH, klorida, sulfida.
- e. Variabel dari fabrikasi seperti *post weld heat treatment*

3. *Metallurgical and environmental*

4. *Mechanical failures*

2.10. Menentukan Kemungkinan Kegagalan (PoF)

Pof merupakan suatu aspek yang dibutuhkan dalam menghitung resiko seperti pada Persamaan yang sudah diberi pada pembahasan sebelumnya. Untuk analisa kemungkinan kegagalan ini, waktu biasanya diekspresikan dalam interval yang pasti, misal dalam satu tahun. Dan untuk frekuensi diekspresikan sebagai kejadian per interval, misal 0.0002 kegagalan per tahun. Untuk kualitatif analisa PoF biasanya dikategorikan dalam beberapa level, tinggi, medium, dan rendah. Atau 1 sampai 5.

Berdasarkan API RP 581 Edisi Kedua 2008, untuk mencari kemungkinan kegagalan dapat menggunakan Persamaan (2.1) berikut

$$P_f(t) = gff \cdot D_f(t) \cdot F_{MS} \dots\dots\dots (2.1)$$

gff merupakan singkatan dari *generic failure frequency*, ini merupakan faktor nilai kegagalan berdasarkan data sejarah dari berbagai sumber industri secara umum. Dalam API RP 581 Edisi Kedua 2008 ini sudah disediakan referensi *gff* untuk beberapa kondisi ukuran diameter kebocoran. Mulai dari ¼ inci, 1 inci, 4 inci, dan bahkan yang pecah. Biasanya semakin besar lubang, maka semakin kecil pula kemungkinan kegagalan yang terjadi setiap tahunnya. Tabel yang digunakan dalam acuan ini juga tercantum pada lampiran B table 4.1.

$D_f(t)$ merupakan faktor kerusakan dari masing-masing kegagalan. Faktor kegagalan ini merupakan gabungan dari beberapa faktor mekanisme kegagalan yang dapat terjadi pada alat yang ditinjau. Namun pada penelitian ini hanya berfokus pada mekanisme kegagalan sehingga faktor kerusakan keseluruhan sama dengan faktor kerusakan mekanisme kegagalan.

F_{ms} merupakan salah satu faktor penentu juga yang dihitung dari bagian fasilitas sistem manajemen yang berdampak secara langsung terhadap kemungkinan kegagalan dari sebuah komponen yang ditinjau. Cara untuk

menghitung faktor sistem manajemen ini dapat menggunakan persamaan (2.2) sebagai berikut :

$$pscore = \frac{Score}{1000} \cdot 100 [units \text{ is } \%] \dots\dots\dots (2.2)$$

Score didapat dengan mengajukan beberapa pertanyaan yang berhubungan atau yang berkaitan dengan :

- a. Manajemen *Plant*
- b. Operasi
- c. Perawatan
- d. Keamanan
- e. Inspeksi
- f. Pelatihan keahlian
- g. Kemampuan *Engineering*

Tentang pertanyaan apa saja yang ditanyakan, API RP 581 Edisi Kedua 2008 telah menyediakan contoh yang dapat digunakan. Pertanyaan-pertanyaan ini seharusnya ditanyakan kepada orang yang ahli dibidangnya. Pertanyaan tersebut berada pada API RP 581 Edisi Kedua 2008 bagian Annex 2.A. Jika telah didapatkan *pscore* maka dapat menghitung faktor sistem manajemen menggunakan persamaan (2.3)

$$F_{MS} = 10^{(-0.02 \cdot pscore + 1)} \dots\dots\dots (2.3)$$

Jika tidak ada informasi faktor sistem manajemen yang bisa didapat atau digunakan, maka API menyarankan agar menggunakan asumsi bahwa setiap tempat pengeboran dan eksplorasi minyak memiliki rata-rata faktor sistem manajemen sebesar 50% atau dengan kata lain F_{MS} sama dengan 1 (satu).

2.11. Menghitung Faktor Kerusakan Penipisan

Faktor kerusakan penipisan ini dihitung untuk mencari kemungkinan kegagalan dari suatu alat. Data-data yang dibutuhkan dalam analisa ini meliputi :

- a. Laju korosi per tahun

- b. Data Inspeksi terakhir, 1 sampai 6 tahun terakhir.
- c. Kategori inspeksi yang digunakan.

Untuk kategori yang digunakan bisa melihat Tabel pada API RP 581 Edisi Kedua 2008 pada part 2 atau juga terlampir pada lampiran B table 5.5.

Langkah pertama dalam menentukan faktor kerusakan ini menentukan jumlah berapa kali dilakukan inspeksi dan kategori tipe apa dari inspeksi yang dilakukan tersebut. Kemudian kita menentukan laju korosi pada *separator* tersebut. Kemudian kita menentukan *corrosion allowance* (ca) dari alat yang ditinjau. Ca untuk masing-masing alat berbeda-beda. Terdapat 3 macam ca yang biasa digunakan yaitu 0 in untuk yang tidak mengalami korosi, 0.0625 in dan 0.125 in dalam kondisi maksimum. Kemudian langkah selanjutnya adalah parameter A_{rt} yang akan digunakan untuk mencari faktor kerusakan D_f menggunakan persamaan (2.4) berikut :

$$A_{rt} = 1 - \frac{t_{rd} - C_{r,bm} \cdot age}{t_{min} + ca} \dots \dots \dots (2.4)$$

Dimana t_{rd} adalah tebal terakhir diinspeksi, $C_{r,bm}$ adalah laju korosi, *age* merupakan umur *separator* beroperasi, t_{min} adalah tebal minimal dapat beroperasi. Tebal minimal ini berdasarkan ASME Section VIII Divisi 1 subbab UG-27 menggunakan persamaan (2.5) seperti yang terlampir pada lampiran B.

$$t_{min} = \frac{PR}{SE - 0.6P} \dots \dots \dots (2.5)$$

Jika telah didapatkan A_{rt} maka kita dapat mencari D_f dengan menggunakan Tabel yang telah tersedia di API RP 581 Edisi Kedua 2008 dan juga telah terlampir pada lampiran B table 5.11.

Selanjutnya adalah menghitung kemungkinan kegagalan menggunakan persamaan (2.1) untuk masing-masing alat yang ditinjau.

2.12. Menentukan Konsekuensi Kegagalan (CoF)

Secara umum konsekuensi yang umum terjadi akibat kegagalan terdiri dari beberapa bidang, yaitu keselamatan dan dampak kesehatan, Dampak lingkungan, Kehilangan hasil produksi, serta Biaya perawatan

Analisa yang digunakan dalam menentukan Cof adalah analisa kualitatif dan kuantitatif. Untuk kualitatif dikategorikan A hingga E atau tinggi, menengah, dan rendah. Untuk metode kuantitatif melibatkan penggunaan model secara logika yang merupakan gabungan dari kejadian-kejadian yang menjelaskan dampak kegagalan pada manusia, properti, bisnis dan lingkungan. Model kuantitatif biasanya terdiri dari 1 atau lebih dari skenario kegagalan dan dihitung konsekuensi kegagalannya berdasarkan tipe fluida pada alat yang ditinjau, bentuk dari fluida ketika masuk ke dalam peralatan, propertis dari fluida, variable proses operasi, dan bentuk fluida ketika keluar dari peralatan.

Langkah-langkah dalam menentukan konsekuensi secara kuantitatif bisa dirangkum sebagai berikut :

- a. Menentukan fluida terlepas, sifat-sifatnya dan fasa fluida terlepas.

Separator dibuat biasanya diperuntukkan fluida yang bermacam-macam. Masing-masing fluida memiliki karakteristik sendiri-sendiri. Dalam API RP 581 Edisi Kedua 2008 telah menyediakan Tabel yang berisikan berbagai jenis fluida khususnya yang berhubungan dengan industri minyak dan gas. Dari Tabel tersebut, bisa didapatkan keterangan seperti *Normal Boiling Point* (NBP), Densitas fluida dan *Auto Ignition Temperature* (AIT). Serta dalam bentuk apa fluida itu terlepas, dalam bentuk fluida atau gas.

- b. Menentukan diameter lubang kebocoran

Diameter kebocoran ini dapat ditentukan menjadi 4 kategori, kecil, sedang, besar dan pecah. Mengenai ukuran pastinya, API RP 581 Edisi Kedua 2008 telah memberikan referensi pada Tabelnya tentang ukuran masing-masing ukuran diameter kebocoran seperti yang terlampir pada lampiran B table 5.4.

- c. Menghitung laju kebocoran

Laju kebocoran dapat dihitung menggunakan persamaan (2.6) dibawah ini yaitu

$$W_n = C_d \cdot K_{v,n} \cdot \rho_l \cdot \frac{A_n}{C_1} \sqrt{\frac{2 \cdot g_c \cdot (P_s - P_{atm})}{\rho_l}} \dots\dots\dots (2.6)$$

Dimana C_d merupakan koefisien yang memiliki nilai antara $0.60 \leq C_d \leq 0.65$. $K_{v,n}$ merupakan faktor koreksi viskositas. $K_{v,n}$ ini adalah 1 (satu)

- d. Memperkirakan jumlah maksmlal fluida yang dapat terlepas

Untuk memperkirakan jumlah fluida yang terlepas kita dapat menggunakan persamaan (2.7) sebagai berikut :

$$mass_{avail,n} = \min[\{mass_{comp} + mass_{add,n}\}, mass_{inv}] \dots\dots\dots (2.7)$$

$mass_{comp}$ merupakan massa dari separator fluida di *separator*. Berdasarkan API RP 581 Edisi kedua, fluida pada sebuah *separator* terdiri dari 50% dari keseluruhan volume *separator* dalam bentuk liquid. Sehingga $mass_{comp}$ merupakan perhitungan dari volume *separator* dikalikan 50% dan dikalikan lagi dengan massa jenis minyak mentah atau *crude oil*. $mass_{avail,n}$ merupakan jumlah massa yang dapat terlepas untuk masing-masing lubang namun dibatasi hingga maksimal lubang berukuran 8 inci. Sehingga jika melebihi 8 inci, misal rupture 16 in, maka W_n yang digunakan adalah W_n untuk lubang 8 inci. Seperti pada persamaan (2.8)

$$mass_{add,n} = 180 \cdot \min[W_n, W_{max8}] \dots\dots\dots (2.8)$$

- e. Menentukan tipe kebocoran

Untuk menentukan tipe kebocoran, maka kita harus menghitung berapa lama waktu yang dibutuhkan oleh masing-masing lubang kebocoran untuk mencapai jumlah fluida yang terlepas sejumlah 10000 lbs. Jika waktu yang dibutuhkan kurang dari 180

detik, maka pelepasan yang terjadi adalah instan. Tapi jika lebih dari atau sama dengan 180 detik, maka pelepasan yang terjadi adalah menerus. Perhitungan tersebut dapat dilakukan menggunakan persamaan (2.9).

$$t_n = \frac{C_3}{W_n} \dots\dots\dots (2.9)$$

- f. Memperkirakan pengaruh sistem deteksi dan isolasi

Langkah ini adalah untuk mengetahui $fact_{di}$ dan $ld_{max,n}$ dari setiap lubang kebocoran berdasarkan sistem deteksi dan isolasi kecelakaan yang digunakan atau berada dimana *separator* tersebut digunakan. Langkah pertama tentukan terlebih dahulu klasifikasi sistem deteksi dan klasifikasi sistem isolasi berdasarkan Tabel seperti yang terlampir pada lampiran B table 5.5. Kemudian menentukan $fact_{di}$ berdasarkan kombinasi klasifikasi sistem deteksi dan klasifikasi sistem isolasi seperti yang terlampir pada lampiran B table 5.6 dan $ld_{max,n}$ juga berdasarkan kombinasi klasifikasi sistem deteksi dan klasifikasi sistem isolasi seperti yang terlampir pada lampiran B table 5.7.

- g. Menentukan laju dan massa fluida yang terlepas

Langkah ini dapat dihitung menggunakan persamaan (2.10) sebagai berikut :

$$rate_n = W_n(1 - fact_{di}) \dots\dots\dots (2.10)$$

Persamaan diatas untuk pelepasan yang bertipe menerus. Untuk yang bertipe konstan dapat menghitung massa pelepasan berdasarkan persamaan (2.11) dibawah ini :

$$mass_n = \min[\{rate_n \cdot ld_n\}, mass_{avail,n}] \dots\dots (2.11)$$

Dimana ld_n dihitung berdasarkan persamaan (2.12) :

$$ld_n = \min \left[\left\{ \frac{mass_{avail,n}}{rate_n} \right\}, \{60 \cdot ld_{max,n}\} \right] \dots (2.12)$$

- h. Menghitung konsekuensi kebakaran atau ledakan

Untuk menghitung langkah ini pertama kita harus menentukan konstanta $fact_{mit}$ menggunakan Tabel yang terdapat di API RP 581 Edisi Kedua 2008 dan terlampir pada lampiran B table 5.10. Kemudian tentukan a dan b yang tepat untuk masing keterangan *component damage* (cmd) dan *personnel injury* (inj) dengan tipe laju pelepasan instan (INST) serta menerus (CONT) serta juga disesuaikan apakah *Auto Ignition Not Likely* (AINL) atau *Auto Ignition Likely* (AIL). Dalam penentuan nilai a dan b ini menggunakan Tabel seperti yang terlampir pada lampiran B table 5.8 dan table 5.9. Kemudian dengan menggunakan persamaan (2.13) dan (2.14) dibawah ini untuk menghitung langkah selanjutnya. Persamaan (2.13) dan (2.14) dibawah ini digunakan untuk menghitung luasan konsekuensi terhadap kerusakan komponen yang fluida terlepas secara menerus dan tidak mudah muncul percikan api ($CA_{cmd,n}^{AINL-CONT}$)

$$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} = \min[\{a(rate_n)^b\}, C_7] \cdot (1 - fact_{mit}) \dots (2.13)$$

$$effrate_n^{AINL-CONT} = \frac{1}{C_4} \cdot \exp \left[\log_{10} \left[\frac{CA_{cmd,n}^{AINL-CONT}}{C_8 \cdot a} \right] \cdot b^{-1} \right] \dots (2.14)$$

Kemudian untuk menghitung luasan konsekuensi terhadap kerusakan komponen yang fluida terlepas secara menerus dan mudah muncul percikan api ($CA_{cmd,n}^{AIL-CONT}$) dapat menggunakan persamaaan (2.15) dan (2.16)

$$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} = \min[\{a(rate_n)^b\}, C_7] \cdot (1 - fact_{mit}) \dots (2.15)$$

$$effrate_n^{AIL-CONT} = \frac{1}{C_4} \cdot \exp \left[\log_{10} \left[\frac{CA_{cmd,n}^{AIL-CONT}}{C_8 \cdot a} \right] \cdot b^{-1} \right] \dots (2.16)$$

Kemudian untuk luasan konsekuensi terhadap kerusakan komponen yang fluida terlepas secara instan dan tidak mudah muncul percikan api ($CA_{cmd,n}^{AINL-INST}$) dapat menggunakan persamaan (2.17) dan (2.19)

$$CA_{cmd,n}^{AINL-INST} = \min[\{a(mass_n)^b\}, C_7] \cdot \left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n}\right) \dots (2.17)$$

Dimana : $eneff_n = 4 \cdot \log_{10}[C_4 \cdot mass_n] - 15 \dots (2.18)$

$$effmass_n^{AINL-INST} = \frac{1}{C_4} \cdot \exp \left[\log_{10} \left[\frac{CA_{cmd,n}^{AINL-INST}}{C_8 \cdot a} \right] \cdot b^{-1} \right] \dots (2.19)$$

Kemudian untuk luasan konsekuensi terhadap kerusakan komponen yang fluida terlepas secara instan dan mudah muncul percikan api ($CA_{cmd,n}^{AIL-INST}$) dapat menggunakan persamaan (2.20) dan (2.21)

$$CA_{cmd,n}^{AIL-INST} = \min[\{a(mass_n)^b\}, C_7] \cdot \left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n}\right) \dots (2.20)$$

$$effmass_n^{AIL-INST} = \frac{1}{C_4} \cdot \exp \left[\log_{10} \left[\frac{CA_{cmd,n}^{AIL-INST}}{C_8 \cdot a} \right] \cdot b^{-1} \right] \dots (2.21)$$

Kemudian untuk luasan konsekuensi terhadap kecelakaan personil yang fluida terlepas secara menerus dan tidak mudah muncul percikan api ($CA_{inj,n}^{AINL-CONT}$) dapat menggunakan persamaan (2.22)

$$CA_{inj,n}^{AINL-CONT} = [a \cdot (effrate_n^{AINL-CONT})^b] \cdot (1 - fact_{mit}) \dots (2.22)$$

Kemudian untuk luasan konsekuensi terhadap kecelakaan personil yang fluida terlepas secara menerus dan mudah muncul percikan api ($CA_{inj,n}^{AIL-CONT}$) dapat menggunakan persamaan (2.23)

$$CA_{inj,n}^{AIL-CONT} = [a \cdot (effrate_n^{AIL-CONT})^b] \cdot (1 - fact_{mit}) \dots (2.23)$$

Kemudian untuk luasan konsekuensi terhadap kecelakaan personil yang fluida terlepas secara instan dan tidak mudah muncul percikan api ($CA_{inj,n}^{AINL-INST}$) dapat menggunakan persamaan (2.24)

$$CA_{inj,n}^{AINL-INST} = [a \cdot (effmass_n^{AINL-INST})^b] \cdot \left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n} \right) \dots (2.24)$$

Kemudian untuk luasan konsekuensi terhadap kecelakaan personil yang fluida terlepas secara instan dan mudah muncul percikan api ($CA_{inj,n}^{AIL-INST}$) dapat menggunakan persamaan (2.25)

$$CA_{inj,n}^{AIL-INST} = [a \cdot (effmass_n^{AIL-INST})^b] \cdot \left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n} \right) \dots (2.25)$$

Kemudian menghitung $fact_n^{ic}$ untuk pelepasan menerus dengan menggunakan persamaan (2.26)

$$fact_n^{IC} = \min \left[\left\{ \frac{rate_n}{C_5} \right\}, 1.0 \right] \dots (2.26)$$

Sementara untuk pelepasan fluida secara instan $fact_n^{ic} = 1$

Selanjutnya menghitung *Auto Ignition Temperature* (AIT) *blending factor*, $fact^{AIT}$ menggunakan persamaan (2.27), (2.28) dan (2.29) seperti yang ditampilkan dibawah ini.

$$fact^{AIT} = 0 \quad \text{for } T_s + C_6 \leq AIT \dots (2.27)$$

$$fact^{AIT} = \frac{(T_s - AIT + C_6)}{2 \cdot C_6} \quad \text{for } T_s + C_6 > AIT > T_s - C_6 \dots (2.28)$$

$$fact^{AIT} = 1 \quad \text{for } T_s - C_6 \geq AIT \dots (2.29)$$

Kemudian langkah selanjutnya adalah mencari $CA_{cmd,n}^{AIL}$, $CA_{inj,n}^{AIL}$, $CA_{cmd,n}^{AINL}$, $CA_{inj,n}^{AINL}$ menggunakan persamaan (2.30), (2.31), (2.32), dan (2.33).

$$CA_{cmd,n}^{AIL} = CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} \cdot fact_n^{IC} + CA_{cmd,n}^{AIL-INST} \cdot (1 - fact_n^{IC}) \dots (2.30)$$

$$CA_{inj,n}^{AIL} = CA_{inj,n}^{AIL-CONT} \cdot fact_n^{IC} + CA_{inj,n}^{AIL-INST} \cdot (1 - fact_n^{IC}) \dots (2.31)$$

$$CA_{cmd,n}^{AINL} = CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} \cdot fact_n^{IC} + CA_{cmd,n}^{AINL-INST} \cdot (1 - fact_n^{IC}) \dots (2.32)$$

$$CA_{inj,n}^{AINL} = CA_{inj,n}^{AINL-CONT} \cdot fact_n^{IC} + CA_{inj,n}^{AINL-INST} \cdot (1 - fact_n^{IC}) \dots (2.33)$$

Kemudian langkah selanjutnya adalah menghitung $CA_{cmd,n}^{flam}$ dan $CA_{inj,n}^{flam}$ menggunakan persamaan (2.34) dan (2.35)

$$CA_{cmd,n}^{flam} = CA_{cmd,n}^{AIL} \cdot fact^{AIT} + CA_{cmd,n}^{AINL} \cdot (1 - fact^{AIT}) \dots (2.34)$$

$$CA_{inj,n}^{flam} = CA_{inj,n}^{AIL} \cdot fact^{AIT} + CA_{inj,n}^{AINL} \cdot (1 - fact^{AIT}) \dots (2.35)$$

Setelah didapatkan luasan konsekuensi setiap lubang bocor, kemudian adalah menghitung CA_{cmd}^{flam} dan CA_{inj}^{flam} menggunakan persamaan (2.36) dan (2.37).

$$CA_{cmd}^{flam} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{cmd,n}^{flam}}{gff_{total}} \right) \dots (2.36)$$

$$CA_{inj}^{flam} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{inj,n}^{flam}}{gff_{total}} \right) \dots (2.37)$$

i. Menghitung konsekuensi keracunan

Pertimbangan selanjutnya untuk analisis konsekuensi adalah mencari luasan konsekuensi akibat racun yang terkandung dalam fluida. Pertama-tama menghitung efektif durasi kebocoran pelepasan racun. Perhitungan efektif durasi kebocoran pelepasan racun menggunakan persamaan (2.38).

$$ld_n^{tox} = \min \left(3600, \left\{ \frac{mass_n}{W_n} \right\}, \{ 60 \cdot ld_{max,n} \} \right) \dots (2.38)$$

Langkah selanjutnya adalah menentukan $mfrac^{tox}$, jika fluid yang terlepas berupa fluida maka $mfrac^{tox} = 1$. Sehingga kita dapat

menentukan $rate_n^{tox}$ menggunakan persamaan (2.39) dan $mass_n^{tox}$ menggunakan persamaan (2.40).

$$rate_n^{tox} = mfrac^{tox} \cdot W_n \dots\dots\dots(2.39)$$

$$mass_n^{tox} = mfrac^{tox} \cdot mass_n \dots\dots\dots(2.40)$$

Langkah selanjutnya kemudian, mengestimasi konsekuensi area untuk masing-masing jenis racun berdasarkan API RP 581 Edisi Kedua 2008. Racun-racun yang dipertimbangkan sebagai akibat dari fluida yang terlepas adalah *hydrogen fluoride* (HF), *hydrogen sulfide* (H₂S), *ammonia* dan *chlorine*. Untuk menentukan luasan konsekuensi yang ditimbulkan oleh racun *hydrogen fluoride* (HF) dan *hydrogen sulfide* dapat dihitung menggunakan persamaan (2.41) dan (2.42).

Untuk tipe pelepasan menerus.

$$CA_{inj,n}^{tox} = C_8 \cdot 10^{(c \cdot \log_{10}[C_4 \cdot rate_n^{tox}] + d)} \dots\dots\dots(2.41)$$

Untuk tipe pelepasan instan.

$$CA_{inj,n}^{tox} = C_8 \cdot 10^{(c \cdot \log_{10}[C_4 \cdot mass_n^{tox}] + d)} \dots\dots\dots(2.42)$$

Nilai c dan d pada persamaan (2.41) dan (2.42) dapat ditentukan berdasarkan Tabel pada API RP 581 Edisi kedua yang juga terdapat pada lampiran B table 5.11. Sementara untuk menghitung luasan konsekuensi akibat racun *ammonia* dan *chlorine*, dapat dihitung menggunakan persamaan (2.43) dan (2.44)

Untuk tipe pelepasan menerus.

$$CA_{inj,n}^{tox} = e(rate_n^{tox})^f \dots\dots\dots(2.43)$$

Untuk tipe pelepasan instan.

$$CA_{inj,n}^{tox} = e(mass_n^{tox})^f \dots\dots\dots(2.44)$$

Nilai e dan f pada persamaan (2.43) dan (2.44) dapat ditentukan berdasarkan Tabel pada API RP 581 Edisi kedua yang juga terdapat pada lampiran B table 5.12. Langkah Selanjutnya adalah menggabungkan semua luasan konsekuensi racun dari berbagai tipe racun diatas dengan menggunakan persamaan (2.45) dibawah ini.

$$CA_{inj}^{tox} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{inj,n}^{tox}}{gff_{total}} \right) \dots\dots(2.45)$$

- j. Menghitung konsekuensi yang tidak mudah terbakar dan tidak beracun.

Terdapat 2 hal yang diperhatikan dalam perhitungan ini, yaitu lubang dikarenakan *Steam* (uap air) dan *Acid* (asam) serta *Caustic* (benda tajam). Pertama kita menghitung untuk *Steam*, baik untuk pelepasan menerus ataupun instan terlebih dahulu menggunakan persamaan (2.46) dan (2.47) seperti ditampilkan dibawah berikut

$$CA_{inj,n}^{steam-cont} = C_9 \cdot rate_n \dots\dots(2.46)$$

$$CA_{inj,n}^{steam-INST} = C_{10} (mass_n)^{0.6384} \dots\dots(2.47)$$

Selanjutnya adalah menghitung luasan konsekuensi untuk *Acid* dan *Caustic* menggunakan persamaan (2.48).

$$CA_{inj,n}^{acid-cont} = 0.2 \cdot C_8 \cdot g(C_4 \cdot rate_n)^h \dots\dots(2.48)$$

Dimana untuk mencari g menggunakan persamaan (2.49) dan h menggunakan persamaan (2.50)

$$g = 2696 - 21.9 \cdot C_{11} (P_s - P_{atm}) + 1.474 [C_{11} (P_s - P_{atm})]^2 \dots(2.49)$$

$$h = 031 - 0.00032 [C_{11} (P_s - P_{atm}) - 40]^2 \dots\dots(2.50)$$

Kemudian menghitung semuanya dengan persamaan (2.51) dan (2.52) dibawah ini

$$CA_{inj,n}^{leak} = CA_{inj,n}^{INST} \cdot fact_n^{IC} + CA_{inj,n}^{CONT} \cdot (1 - fact_n^{IC}) \dots (2.51)$$

$$CA_{inj}^{nfnt} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{inj,n}^{leak}}{gff_{total}} \right) \dots \dots (2.52)$$

k. Menghitung luasan konsekuensi secara menyeluruh.

Langkah terakhir adalah menghitung CA_{final} untuk seluruhnya. Cara menentukan ini, adalah membanding semua luasan konsekuensi (CA) dari semua aspek, baik mudah terbakar dan meledak, racun ataupun yang tidak beracun dan tidak mudah terbakar menggunakan persamaan (2.53)

$$CA = \max[CA_{cmd}, CA_{inj}] \dots \dots (2.53)$$

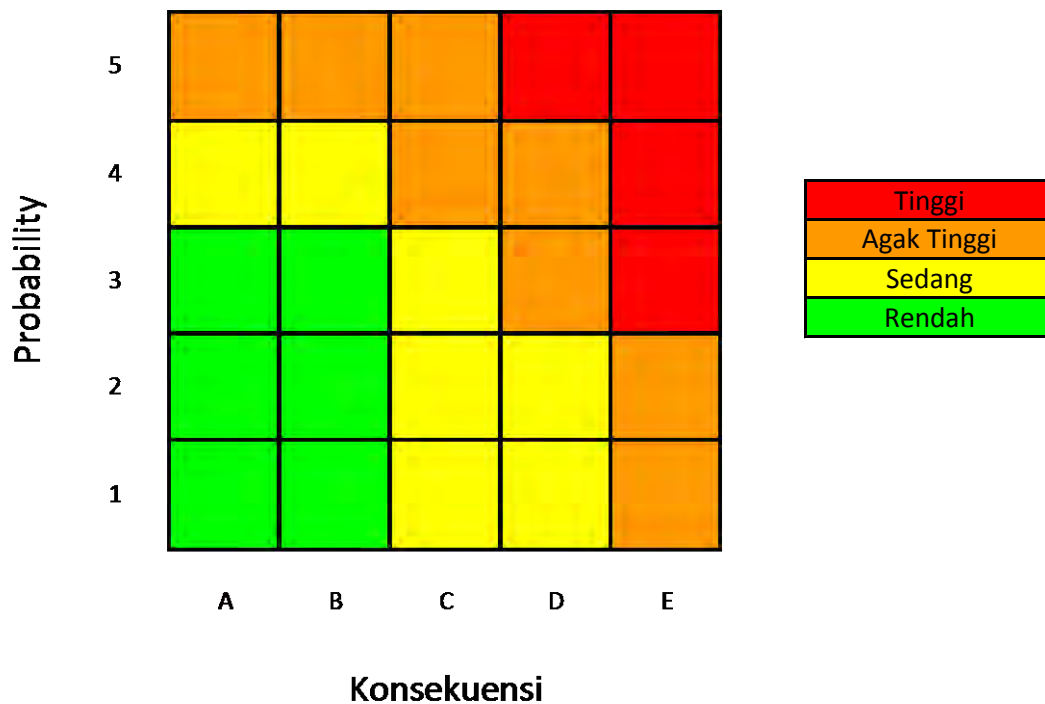
2.13. Penyajian Resiko

Ini merupakan cara untuk menunjukkan ranking resiko dari masing-masing alat yang ditinjau, yang biasanya digambarkan menggunakan Matriks Resiko. Matrik resiko menggambarkan hubungan kategori dari konsekuensi kegagalan (CoF) dan kategori kemungkinan kegagalan (PoF). Acuan yang digunakan untuk memilih kategori konsekuensi kegagalan berdasarkan API RP 581 Edisi Kedua 2008 adalah besarnya tingkat luasan konsekuensi. Sementara acuan yang digunakan untuk memilih kategori kemungkinan kegagalan berdasarkan API RP 581 Edisi Kedua 2008 adalah faktor kerusakan yang dihitung menggunakan D_f , faktor kerusakan. Kategori-kategori yang digunakan dalam API RP 581 Edisi Kedua 2008 ditampilkan pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1. Kategori PoF dan Cof

PoF		Cof	
Category	Range	Category	Range (ft ²)
1	$D_f \leq 2$	A	$CA \leq 100$
2	$2 < D_f \leq 20$	B	$100 < CA \leq 1000$
3	$20 < D_f \leq 100$	C	$1000 < CA \leq 3000$
4	$100 < D_f \leq 1000$	D	$3000 < CA \leq 10000$
5	$D_f > 1000$	E	$CA > 10000$

Jika telah didapatkan kategori untuk masing-masing kemungkinan kegagalan dan konsekuensi kegagalan maka dapat diplotkan pada matrik resiko sesuai API RP 581 Edisi 2008 seperti Gambar 2.15.



Gambar 2.13. Matrik Plot

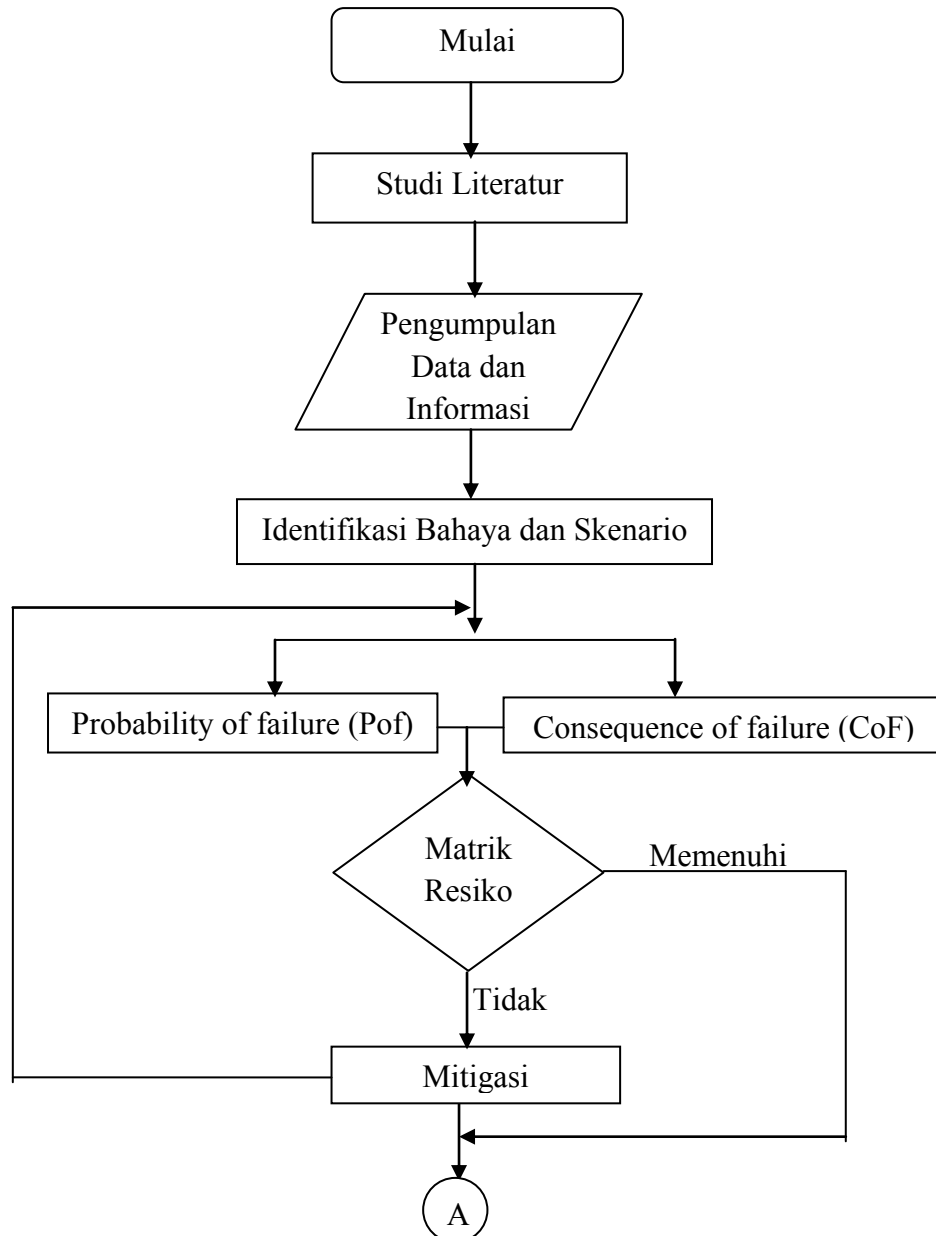
“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB III

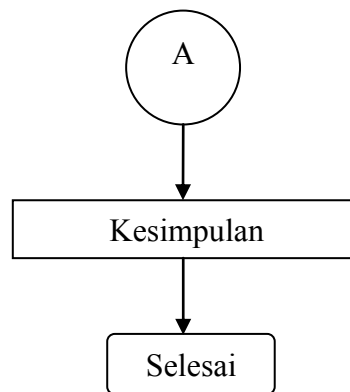
Metode Penelitian

3.1 Diagram Alur Penelitian

Metodologi penelitian dapat digambarkan dalam bentuk diagram alir sebagai berikut:



Gambar 3.1. Diagram Alur Pengerjaan Tugas Akhir



Gambar 3.1. Diagram Alur Pengerjaan Tugas Akhir (Lanjutan)

3.2 Studi Literatur

Studi Literatur merupakan langkah pertama dalam menyusun suatu penelitian. Langkah ini dilakukan peneliti untuk mencari dasar teori atau referensi dalam pengerjaan tugas akhir ini. dalam tugas akhir ini mencari tentang konsep *Risk Based Inspection* yang diterapkan pada *separator* pada tempat pemrosesan minyak dan gas. Mulai dari membaca beberapa jurnal ilmiah dan membaca serta mempelajari *API Recommended Practice 581* Edisi pertama tahun 2000 dan Edisi kedua tahun 2008.

3.3 Pengumpulan Data

Pengumpulan data menggunakan data sekunder. Dimana data jenis *separator* dan jumlah *separator* didapatkan dari perusahaan. Penelitian ini difokuskan pada alat utama yang berada dalam *separator* vertikal.

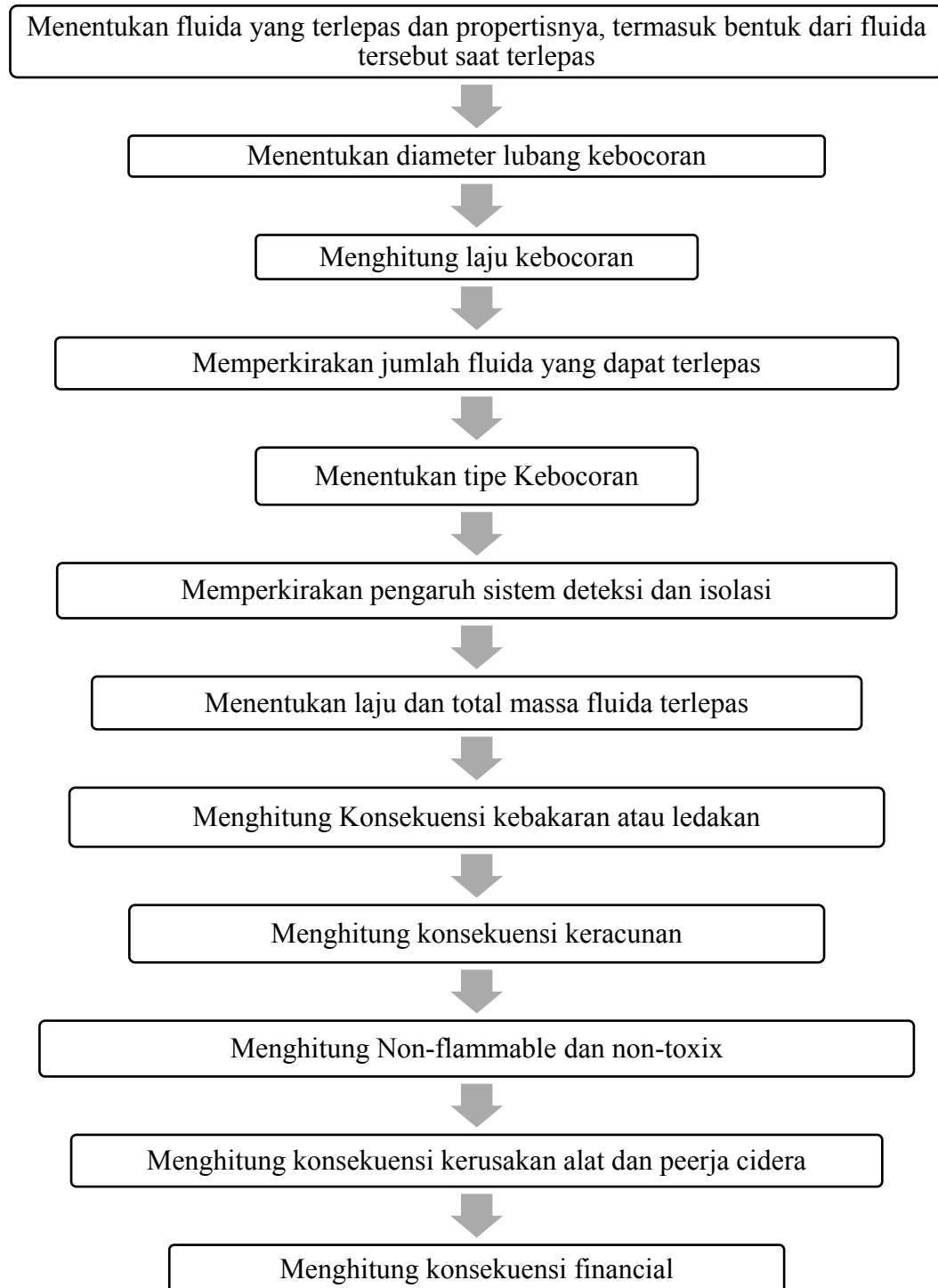
3.4 Analisa Probabilitas kegagalan (PoF)

Metode Analisa Probabilitas kegagalan yang digunakan adalah metode yang terdapat pada *API RP 581* Edisi kedua. Dalam metode ini, kita dapat mencari probabilitas kegagalan per tahun untuk masing-masing alat dan dapat mencari D_f , faktor kerusakan untuk selanjutnya membuat matrik resiko.

3.5 Analisa Konsekuensi Kegagalan (CoF)

Analisa konsekuensi kegagalan dalam tugas akhir ini adalah mencari konsekuensi area yang terdampak sebagai akibat dari kebocoran yang dialami oleh separator untuk masing-masing ukuran lubang kebocoran dan untuk beberapa

aspek seperti, mudah terbakar, beracun dan tidak mudah terbakar. Langkah-langkah lebih jelas untuk setiap step dapat dilihat pada Gambar 3.2



Gambar 3.2. Alur Analisa Konsekuensi Kegagalan Level 1

3.6 Pembuatan Matrik Resiko

Langkah ini, merupakan cara untuk mempresentasikan atau menunjukkan peralatan utama *separator* yang mana yang memiliki tingkat resiko tinggi, menengah dan rendah. Dalam membuat matrik resiko ini, penulis mengacu pada API RP 581 Edisi kedua. Terdapat 5 kategori probabilitas kegagalan yang berdasarkan faktor kerusakan, D_f dan 5 kategori konsekuensi kegagalan yang berdasarkan luasan yang terdapat akibat dari kebocoran. Terdapat 5 level juga tingkat resiko seperti tercantum pada BAB II Gambar 2.15.

3.7 Mitigasi

Mitigasi ini dilakukan jika Resiko terlalu tinggi. Meningkatkan klasifikasi deteksi dan isolasi adalah cara yang dianjurkan oleh API RP 581. Kategori sistem deteksi menurut API RP 581 dapat dilihat pada lampiran B Table 5.5.

3.8 Kesimpulan

Pada tahap ini, merupakan kumpulan dari hasil-hasil yang menjadi rumusan masalah.

BAB IV

Data dan Pembahasan

Separator yang digunakan dalam penelitian ini merupakan *Separator Vessel* yang berbentuk vertikal yang dimiliki suatu perusahaan PT. YZ yang dioperasikan di daerah *Field Java*.

4.1 Data separator

Ukuran *separator* akan ditampilkan pada Tabel 4.1 dan Tabel 4.2 di bawah ini :

Tabel 4.1. Data *Separator*

Tipe	=	Vertikal	
Pelayanan	=	Crude Oil Separator	
Level	=	Separator Ketiga	
Dimensi	=	0.7933 in (T) x 72 in (OD) x 108 in (S/S)	
Tekanan Desain	=	225	psig
MAWP	=	179	psig
Joint Efficiency	=	1	
Material			
- Shell	=	SA 283-C	
- Head	=	SA 283-C	
- Nozzle Neck	=	SA 106-A	
Ketebalan			
- Shell	=	0.7933	inchi
- Head	=	0.7933	inchi
Nozzle Neck 1			
- Diameter Luar	=	6.63	inchi
- Nominal Pipe Size	=	6.00	inchi
- Sch	=	160.00	
- ketebalan	=	0.7190	inchi
Nozzle Neck 2			
- Diameter Luar	=	4.50	inchi
- Nominal Pipe Size	=	4.00	inchi
- Sch	=	160.00	
- ketebalan	=	0.5310	inchi

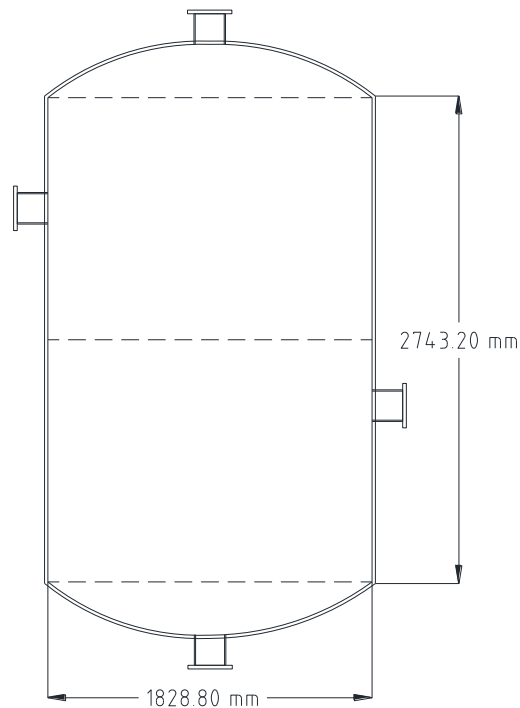
Tabel 4.1. Data *Separator* (lanjutan)

<i>Nozzle Neck 3</i>			
- Diameter Luar	=	5.56	inchi
- <i>Nominal Pipe Size</i>	=	5.00	inchi
- <i>Sch</i>	=	160.00	
- ketebalan	=	0.6230	inchi
<i>Nozzle Neck 4</i>			
- Diameter Luar	=	8.63	inchi
- <i>Nominal Pipe Size</i>	=	8.00	inchi
- <i>Sch</i>	=	160.00	
- ketebalan	=	0.9060	inchi
<i>Corrosion Allowance</i>	=	0.125	inchi
Laju Korosi			
- <i>Shell</i>	=	0.0029	inchi/year
- <i>Top Head</i>	=	0.0023	inchi/year
- <i>Bottom Head</i>	=	0.0036	inchi/year
- <i>Nozzle Neck 1</i>	=	0.0044	inchi/year
- <i>Nozzle Neck 2</i>	=	0.0042	inchi/year
- <i>Nozzle Neck 3</i>	=	0.0052	inchi/year
- <i>Nozzle Neck 4</i>	=	0.0083	inchi/year
Tahun Pembuatan	=	2009	
Lokasi	=	Field Java	
<i>Design Code</i>	=	ASME Sec. VIII Div. 1	
<i>Code of Inspection</i>	=	API 510 Pressure Vessel Inspection Code, API RP 572	

Keterangan : MAWP = *Maximum Allowwable Working Pressure*

4.2 Gambar desain

Penulis tidak mendapatkan Gambar desain dari perusahaan dimana mendapatkan data-data *separator* diatas. Maka penulis melakukan pembuatan Gambar desain secara mandiri. Ini bertujuan agar dimensi dari *separator* yang digunakan sebagai objek dalam penelitian terlihat dengan jelas seperti pada Gambar 4.1.



Gambar 4.1. *Separator* Vertikal

4.3 Data fluida

Salah satu juga yang dipertimbangkan dalam penentuan perhitungan inspeksi menggunakan RBI adalah fluida yang mengalir pada *separator* Vertikal tersebut. Berdasarkan data yang didapat, Fluida yang diproses pada *separator* vertikal ini adalah *crude oil* atau minyak mentah. Karakteristik fluida minyak mentah dapat dilihat pada Tabel 4.2.

Tabel.4.2 Data Fluida

Fluid	Example of applicable material	MW	Density	Normal Boiling Point	Ambient State	Auto Ignition Temperatur
C ₁₇ -C ₂₅	Gas oil, Typcal Crude	280	48.383 lb/ft ³	651 °F	Liquid	396 °F
			775,019 kg/m ³	344 °C		202 °C

4.4 Mengidentifikasi kemungkinan skenario.

Dalam mengidentifikasi skenario, digunakan metode *event tree*. Dalam metode ini, meninjau setiap peralatan dengan menggunakan pertanyaan iya atau tidak. Pertanyaan-pertanyaan tersebut mencangkup mekanisme kegagalan dan konsekuensi kegagalan. Pertanyaan-pertanyaannya sebagai berikut :

- a. Apakah peralatan mengalami penipisan melebihi tebal yang minimal yang diperbolehkan berdasarkan persamaan (2.5)?
- b. Apakah peralatan mengalami kerusakan?
- c. Apakah menyebabkan kebocoran ?

Kemudian kita melakukan percobaan untuk membuat skenario menggunakan pertanyaan-pertanyaan diatas. Analisa lengkap dari percobaan *event tree* ini dapat dilihat pada lampiran A. Berdasarkan *event tree* yang dibuat, skenario paling berbahaya untuk masing-masing bagian titik inspeksi *separator* dapat dilihat pada pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Skenario Bahaya

Peralatan	Diskripsi Skenario
<i>Shell</i>	<i>Shell</i> mengalami penipisan melebihi batas yang diijinkan sehingga menyebabkan kerusakan dan kebocoran
<i>Top Head</i>	<i>Top Head</i> mengalami penipisan melebihi batas yang diijinkan sehingga menyebabkan kerusakan dan kebocoran
<i>Bottom Head</i>	<i>Bottom Head</i> mengalami penipisan melebihi batas yang diijinkan sehingga menyebabkan kerusakan dan kebocoran
<i>Nozzle Neck 1</i>	<i>Nozzle Neck 1</i> mengalami penipisan melebihi batas yang diijinkan sehingga menyebabkan kerusakan dan kebocoran

Tabel 4.3 Skenario Bahaya (lanjutan)

<i>Nozzle Neck 2</i>	<i>Nozzle Neck 2</i> mengalami penipisan melebihi batas yang diijinkan sehingga menyebabkan kerusakan dan kebocoran
<i>Nozzle Neck 3</i>	<i>Nozzle Neck 3</i> mengalami penipisan melebihi batas yang diijinkan sehingga menyebabkan kerusakan dan kebocoran
<i>Nozzle Neck 4</i>	<i>Nozzle Neck 4</i> mengalami penipisan melebihi batas yang diijinkan sehingga menyebabkan kerusakan dan kebocoran

4.5 Analisa Resiko

Pendekatan untuk menganalisa resiko yang digunakan dalam penelitian ini adalah pendekatan semi-kuantitatif dan menggunakan panduan berdasarkan API RP 581 Edisi Kedua 2008. Resiko dihitung menggunakan perkalian faktor kerusakan D_f dan konsekuensi area keocoran.

4.5.1. Analisa Probabilitas Kegagalan

Probabilitas kegagalan dihitung atau ditentukan oleh mekanisme kegagalan yang mungkin terjadi pada peralatan yang digunakan dalam penelitian ini. Mekanisme yang digunakan dalam penelitian ini adalah mekanisme kegagalan penipisan kegagalan dikarenakan sifat fluida yang korosif dan bertekanan yang relatif tinggi.

Fluida korosif ini merupakan *crude oil* yang bercampur dengan air dan oksigen. Pada API RP 581 Edisi Kedua 2008 seperti pada lampiran B *table 4.1* disediakan *gff* untuk *vessel*. *Separator* merupakan contoh dari tipe peralatan *vessel* dan tipe komponen *drum* seperti terlampir pada lampiran B *table 3.A.3.2*. *Gff* tersebut merupakan pengumpulan data-data kegagalan dari berbagai peralatan di lokasi sumur minyak dari berbagai perusahaan atau dari berbagai sumur minyak dari 1 perusahaan. *Gff* ini diasumsikan mengikuti

distribusi log-normal dengan rata-rata kesalahan 3-10 %. Gff dari API RP 581 Edisi Kedua 2008 untuk pressure vessel ditunjukkan pada Tabel 4.4 berikut ini.

Tabel 4.4 . Gff untuk pressure vessel

Jenis peralatan	gff (kegagalan per tahun)				gff total (kegagalan/tahun)
	kecil	medium	besar	rupture	
Vessel	8×10^{-6}	2×10^{-5}	2×10^{-6}	6×10^{-7}	3.06×10^{-5}

Gff yang terdapat pada Tabel diatas merupakan kegagalan per tahun pada berbagai ukuran lubang yang mungkin terjadi pada tangki bertekanan.

Faktor kedua yang mempengaruhi perhitungan probabilitas kegagalan adalah damage factor, $D_f(t)$ atau faktor kerusakan dari mekanisme kegagalan penipisan. Langkah yang dilakukan untuk menentukan faktor kerusakan $D_f(t)$ berdasarkan penjelasan di bab Dasar teori adalah mengidentifikasi t_{rd} . t_{rd} didapatkan dari ketebalan alat yang ditinjau pada inspeksi terakhir. Data inspeksi yang dimiliki oleh penulis hanya data dari inspeksi external menggunakan alat ultrasonik untuk mengecek ketebalan. Inspeksi yang dilakukan merupakan inspeksi tipe B (*usually effective*). Inspeksi ini melakukan pengukuran ketebalan pada 20% titik menggunakan *ultrasonic test*, seperti yang tertera pada lampiran B table 5.5. Laju korosi masing titik inspeksi diterapkan selama 6 tahun dengan inspeksi 1 kali per tahun sejak di gunakan pada tahun 2010. t_{min} merupakan ketebalan minimal yang didapatkan menggunakan persamaan (2.5). Rata-rata ketebalan untuk masing-masing alat yang ditinjau ditampilkan pada Tabel 4.5.

Tabel 4.5. t_{rd} dan t_{min}

Peralatan	Tebal (in) pada tahun ke						$t_{min}(in)$
	1	2	3	4	5	6 (t_{rd})	
Shell (SHL)	0.00291	0.79040	0.78750	0.78459	0.78169	0.77878	0.77587
Top Head (THD)	0.00235	0.79094	0.78859	0.78624	0.78388	0.78153	0.77917

Tabel 4.5. t_{rd} dan t_{min} (lanjutan)

Peralatan	Tebal (in) pada tahun ke						$t_{min}(in)$
	1	2	3	4	5	6 (t_{rd})	
Bottom Head (BHD)	0.00367	0.78976	0.78610	0.78243	0.77877	0.77510	0.77144
Nozzle neck 1 (N1)	0.00443	0.71457	0.71013	0.70570	0.70127	0.69683	0.69240
Nozzle neck 2 (N2)	0.00423	0.52677	0.52234	0.51791	0.51347	0.50904	0.50461
Nozzle neck 3 (N3)	0.03457	0.61772	0.61328	0.60885	0.60442	0.59998	0.59555
Nozzle neck 4 (N4)	0.00836	0.89764	0.89320	0.88877	0.88434	0.87991	0.87547

Langkah selanjutnya adalah menentukan A_{rt} , yang merupakan parameter faktor kerusakan. Parameter faktor kerusakan ini didapatkan dari perhitungan menggunakan persamaan (2.4). Dimana t_{rd} merupakan ketebalan pada saat terakhir dilakukan inspeksi. ca adalah *corrosion allowance* atau korosi yang diijinkan. Hasil perhitungan dari A_{rt} tersebut akan ditampilkan pada Tabel 4.6 berikut.

Tabel 4.6. Parameter Faktor Kerusakan (A_{rt})

$t_{rd}(in)$	Age (tahun)	$ca(in)$	A_{rt}
0.7759	6	0.1250	-0.29
0.7792	6	0.1250	-0.31
0.7714	6	0.1250	-0.28
0.6924	6	0.1250	-3.01
0.5046	6	0.1250	-2.13
0.5956	6	0.1250	-1.43
0.8755	6	0.1250	-3.62

Berdasarkan parameter faktor kerusakan di atas A_{rt} memiliki nilai dibawah 0. Dikarenakan A_{rt} pada tabel API seperti pada lampiran B table 5.11 paling kecil adalah 0, maka diasumsikan A_{rt} yang berada dibawah 0 sama dengan 0. Sehingga kita dapat menentukan faktor kerusakan, D_f , berdasarkan dari Tabel pada API RP 581 Edisi kedua seperti yang terlampir pada lampiran B table 5.11. Berikut faktor kerusakan D_f berdasarkan hasil dari perhitungan A_{rt} .

Tabel 4.7. Faktor Kerusakan (D_f)

Peralatan	Faktor Kerusakan (D_f)
Shell (SHL)	1
Top Head (THD)	1
Bottom Head (BHD)	1
Nozzle neck 1 (N1)	1
Nozzle neck 2 (N2)	1
Nozzle neck 3 (N3)	1
Nozzle neck 4 (N4)	1

Faktor lain yang diperhitungkan dalam menghitung probabilitas kegagalan berdasarkan persamaan (2.1) adalah faktor sistem manajemen. Faktor ini dalam penelitian tidak diperhitungkan sehingga diasumsikan bahwa F_{ms} adalah 1

Dengan menggunakan persamaan (2.1) maka kemungkinan terjadinya kegagalan untuk masing-masing alat yang diteliti dapat ditampilkan pada Tabel 4.8

Tabel 4.8. Probabilitas Kegagalan (PoF)

Peralatan	gff (per tahun)	D_f	F_{ms}	Probabilitas Kegagalan (per tahun)
SHL	3.06E-05	1	1	0.0000306
THD	3.06E-05	1	1	0.0000306
BHD	3.06E-05	1	1	0.0000306
N1	3.06E-05	1	1	0.0000306
N2	3.06E-05	1	1	0.0000306
N3	3.06E-05	1	1	0.0000306
N4	3.06E-05	1	1	0.0000306

4.5.2. Analisa Konsekuensi Kegagalan

Analisa Konsekuensi kegagalan bertujuan untuk mengetahui seberapa tinggi level yang disebabkan oleh kegagalan yang terjadi pada alat-alat *separator* terhadap sekitar. Dalam menentukan konsekuensi kegagalan ini melakukan analisa menggunakan metode kuantitatif dan kualitatif.

Berdasarkan API RP 581 Edisi Kedua 2008 terdapat 2 tipe untuk menganalisa konsekuensi kegagalan, yaitu Analisa konsekuensi kegagalan Level 1 dan Level 2. Analisa kegagalan Level 1 digunakan untuk fluida yang terdapat pada referensi API RP 581 Edisi Kedua 2008 dan data yang digunakan tidak terlalu detail dari data fluida. Analisa konsekuensi kegagalan level 2 digunakan untuk susunan fluida yang lebih kompleks dan berbahaya. Untuk penelitian ini, hanya cukup untuk menggunakan analisa level 1 karena fluida yang diolah bukan merupakan bahan berbahaya yang signifikan.

Untuk melakukan analisa konsekuensi level 1 bisa mengikuti langkah-langkah sebagai berikut berdasarkan API RP 581 Edisi Kedua 2008.

Langkah pertama dalam melakukan analisa konsekuensi kegagalan adalah menentukan sifat dan fasa atau bentuk dari fluida yang terlepas. Fluida yang diolah dalam *separator* ini adalah C_{17} - C_{25} . Sehingga berdasarkan API RP 581 Edisi Kedua 2008 didapatkan sifat dan fasa dari fluida yang terlepas seperti terlihat pada Tabel berikut.

Keterangan properties fluida sudah ditampilkan seperti pada Tabel 4.3. Servis temperatur dari *separator* vertikal jauh dibawah temperatur *auto igniton crude oil*, sehingga kemungkinan terjadinya kebakaran karena pengaruh panas operasi tidak mungkin terjadi. Dari Tabel 4.3 kita juga dapat mengetahui bahwa fluida C_{17} - C_{25} merupakan tergolong *crude oil*.

Langkah selanjutnya dalam analisa ini adalah menentukan lubang bocor. Penentuan lubang bocor ini digunakan untuk menentukan laju aliran fluida terlepas. Lubang bocor yang dianjurkan oleh API RP 581 Edisi Kedua 2008 terdapat 4 tipe ukuran diameter yang mana setiap ukuran memiliki batasannya masing-masing seperti pada lampiran B table 5.4. Berikut lubang bocor yang digunakan oleh penulis ditampilkan pada Tabel 4.9.

Tabel 4.9. Ukuran Lubang Bocor

Ukuran Lubang Bocor (in)			
Kecil	Medium	Besar	Sangat Besar/pecah
0.25	1	4	16

Setelah menentukan lubang bocor, langkah selanjutnya adalah menghitung laju kebocoran. Laju kebocoran dipengaruhi oleh besar kecilnya lubang bocor dan tekanan pada peralatan. Untuk melakukan perhitungan laju kebocoron menggunakan perhitungan khusus untuk laju kebocoran *liquid*. Karena berdasarkan Tabel 4.3, fase fluida setelah bocor adalah *liquid*.

Dari Persamaan diatas maka, dapat mencari laju kebocoran, W_n menggunakan persamaan (2.5) untuk setiap lubang bocor yang sudah

ditentukan sebelumnya. Hasil dari hitungan tersebut ditampilkan pada Tabel 4.10.

Tabel 4.10. Laju Kebocoran Liquid Masing-masing Ukuran lubang bocor (W_n)

Lubang Bocor (in)	A_n (in ²)	W_n (lb/s)
0.25	0.0490625	2.0198
1	0.785	32.3165
4	12.56	517.0641
16	200.96	8273.0254
8	50.24	2068.2564

Langkah selanjutnya adalah memperkirakan kemungkinan jumlah fluida maksimal yang dapat terlepas dari *separator* menggunakan persamaan (2.6) dan (2.7). Ini dihitung berdasarkan 3 menit atau 180 detik kebocoran pada *separator*. Hasil dari perhitungan ini ditampilkan pada Tabel 4.11 .

Tabel. 4.11 Jumlah fluida maksimal yang mungkin terlepas ($Mass_{avail,n}$)

Lubang Bocor (in)	mass total dalam separator (lbs)	W_n (lb/s)	$Mass_{add,n}$ (lbs)	$Mass_{avail,n}$ (lbs)
0.25	6.15E+03	2.02E+00	3.64E+02	6516.43
1	6.15E+03	3.23E+01	5.82E+03	11969.84
4	6.15E+03	5.17E+02	9.31E+04	9.92E+04
16	6.15E+03	2.07E+03	3.72E+05	3.78E+05

Langkah selanjutnya adalah menentukan tipe kebocoran. Menentukan tipe kebocoran secara instan atau menerus, kita harus menghitung waktu yang

dibutuhkan menggunakan persamaan (2.8) untuk masing-masing lubang kebocoran untuk mencapai jumlah kebocoran sebanyak 10000 lbs. Hasil perhitungan tersebut akan ditampilkan oleh penulis pada Tabel 4.12

Tabel 4.12. Tipe Kebocoran

W_n (lbs/s)	t_n (s)	Tipe Kebocoran
2.019782	4951.03	Menerus
32.31651	309.4394	Menerus
517.0641	19.33996	Instan
8273.025	1.208748	Instan

Langkah selanjutnya berdasarkan API RP 581 Edisi Kedua 2008 adalah menentukan klasifikasi sistem deteksi dan isolasi. Keterangan tentang tipe sistem deteksi dan isolasi *separator* yang digunakan penelitian tidak dimiliki oleh penulis. Sehingga penulis memutuskan untuk memilih klasifikasi deteksi dan isolasi yang bertipe B. Tipe B ini merupakan klasifikasi sistem deteksi dan isolasi yang tengah-tengah menurut API RP 581 Edisi Kedua 2008 seperti pada lampiran B table 5.5. Dari sistem tersebut kita dapat menentukan faktor reduksi dan maksimal durasi dari kebocoran berdasarkan lampiran B table 5.6 dan 5.7. Berikut ditampilkan faktor reduksi dan maksimal durasi kebocoran yang digunakan pada Tabel 4.13.

Tabel 4.13. Faktor Reduksi ($fact_{di}$) dan Maksimal Durasi Kebocoran (Id_{max}) berdasarkan Sistem Deteksi dan Isolasi

Faktor Reduksi $fact_{di}$	Maksimal Durasi Kebocoran $Id_{max,n}$
0.15	40 menit untuk kebocoran diameter 1/4 inchi
	30 menit untuk kebocoran 1 inchi
	20 menit untuk kebocoran 4 inchi

Ukuran lubang kebocoran 16 inci atau *rupture* diasumsikan durasi kebocoran ld_{max} , 1 menit atau 60 detik.

Langkah selanjutnya adalah menentukan laju dan massa pelepasan berdasarkan sistem deteksi dan sistem isolasi yang sudah ditentukan sebelumnya. Hasil dari perhitungan dapat dilihat pada Tabel 4.14 berikut.

Tabel 4.14. Laju dan Massa Penyebaran.

Lubang Bocor (in)	Faktor Reduksi $fact_{di}$	W_n (lbs/s)	$rate_n$ (lb/s)	ld_n (detik)	$Mass_n$ (lbs)
0.25	0.15	2.02	1.72	2400	4.12E+03
1	0.15	32.32	27.47	1800	1.20E+04
4	0.15	517.06	439.50	1200	9.92E+04
16	0.15	8273.03	7032.07	180	3.78E+05

Langkah selanjutnya adalah menentukan luasan konsekuensi dari kemungkinan munculnya kebakaran dan ledakan. Ini menggunakan persamaan (2.35) untuk mencari luasan konsekuensi terhadap kerusakan komponen serta mudah terbakar dan persamaan (2.36) untuk luasan konsekuensi terhadap kecelakaan personil serta mudah terbakar. Hasil dari luasan konsekuensi terhadap kerusakan komponen serta mudah terbakar ditampilkan pada Tabel 4.15 dan luasan konsekuensi terhadap kecelakaan personil serta mudah terbakar ditampilkan pada Tabel 4.16.

Tabel 4.15. Luasan Konsekuensi mudah terbakar terhadap kerusakan komponen

gff	Ca_{cmd}^{flam}	Ca_{cmd}^{flam}
0.000008	0.84	3.91
0.00002	4.52	
0.000002	8.61	
0.0000006	8.61	

Tabel 4.16. Luasan Konsekuensi mudah terbakar terhadap kecelakaan personil

gff	Ca_{inj}^{flam}	Ca_{inj}^{flam}
0.000008	1.09	14.28
0.00002	16.96	
0.000002	34.29	
0.0000006	34.29	

Selanjutnya kita melakukan perhitungan Konsekuensi beracun dari fluida yang terlepas. Berdasarkan API RP 581 EDISI KEDUA 2008 Edisi Kedua 2008, jika fluida yang terlepas dalam bentuk *liquid* maka $mfrac^{tox}$ bernilai 1. Area konsekuensi ini hanya berlaku terhadap keselamatan pekerja. Tidak ada dampak terhadap kerusakan component. Racun yang digunakan dalam pembahasan ini yaitu, *hydrogen fluoride* (HF), *hydrogen sulfide* (H₂S), *ammonia* dan *chlorine*. Perhitungan yang dilakukan pada diameter lubang berukuran ¼ inci, dan 1 inci menggunakan persamaan (2.40) dan (2.42). Perhitungan yang dilakukan pada diameter lubang berukuran 4 inci dan 16 inci menggunakan persamaan (2.41) dan (2.43). Hasil dari perhitungan terdapat pada Tabel 4.17 dan Tabel 4.18.

Tabel 4.17. Luasan Konsekuensi racun terhadap kecelakaan personil untuk *hydrogen fluoride* (HF), dan *hydrogen sulfide* (H₂S).

gff	HF acid		H ₂ S	
	$Ca_{inj,n}^{tox}$	Ca_{inj}^{tox}	$Ca_{inj,n}^{tox}$	Ca_{inj}^{tox}
0.000008	7.56	2.57E+06	9.85	9.40E+03
0.00002	51.45		83.90	
0.000002	1.59E+07		6.82E+04	
6E-07	7.80E+07		2.49E+05	

Tabel 4.18. Luasan Konsekuensi racun terhadap kecelakaan personil untuk *ammonia*, dan *chlorine*.

gff	<i>ammonia</i>		<i>chlorine</i>	
	$Ca_{inj,n}^{tox}$	Ca_{inj}^{tox}	$Ca_{inj,n}^{tox}$	Ca_{inj}^{tox}
0.000008	19718.32	3.36E+05	67223.76	2.52E+06
0.00002	415456.03		1044634.31	
0.000002	4.51E+05		1.14E+07	
6E-07	1.51E+06		5.50E+07	

Setelah didapatkan, selanjutnya kita mencari luasan konsekuensi bahaya untuk yang tidak mudah terbakar dan tidak beracun. Seperti halnya pada menentukan konsekuensi beracun, konsekuensi ini hanya dihitung pada kegagalan yang dapat berdampak pada hilangnya korban atau personil. Karena tidak berdampak pada kerusakan komponen. Perhitungan pada tahap ini menggunakan persamaan (2.52). hasil yang didapatkan dapat dilihat pada Tabel 4.19.

Tabel 4.19. Luasan Konsekuensi tidak beracun terhadap kecelakaan personil atau korban jiwa pada manusia.

gff	Ca_{inj}^{leak}	Ca_{inj}^{nfnt}
0.000008	493.36	6.20E+05
0.00002	12561.73	
0.000002	773123.81	
0.0000006	28614230.63	

Selanjutnya kita menentukan luasan konsekuensi dengan cara mencari yang terbesar dari analisa luasan konsekuensi sebelumnya, baik tentang hal yang mudah terbakar dan meledak, racun serta yang tidak mudah terbakar dan

tidak beracun. Persamaan yang digunakan adalah persamaan (2.53). Hasil dari perhitungan terdapat pada Tabel 4.20.

Tabel 4.20. Luasan Konsekuensi

Ca_{cmd}	Ca_{inj}	CA (ft ²)
3.91	2.57E+06	2.57E+06

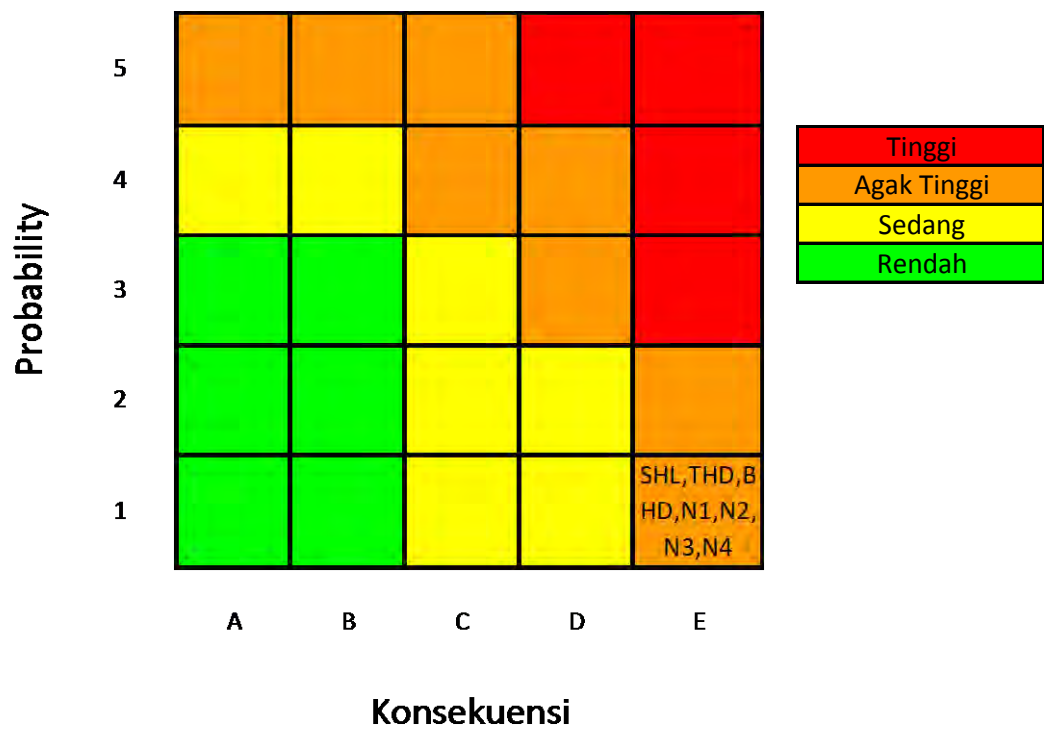
4.5.3. Tingkat Resiko Peralatan

Setiap peralatan yang ditinjau telah penulis lakukan analisis untuk mengetahui tingkat faktor kerusakan dan konsekuensi yang timbul dari penipisan masing-masing alat sehingga dapat mengakibatkan kebocoroan pada *separator*. Kebocoran yang dapat terjadi adalah 0.25 inci, 1 inci dan 4 inci. Sehingga didapat seperti pada Tabel 4.21.

Tabel 4.21. Faktor Bahaya dan Luasan Konsekuensi

Peralatan	D_f	CA (ft ²)	Kategori D_f	Kategori CoF
SHL	1	2.57E+06	1	E
THD	1	2.57E+06	1	E
BHD	1	2.57E+06	1	E
N1	1	2.57E+06	1	E
N2	1	2.57E+06	1	E
N3	1	2.57E+06	1	E
N4	1	2.57E+06	1	E

Berikut akan ditampilkan Matrik Resiko pada Gambar 4.2 untuk Tabel 4.21 diatas.



Gambar 4.2. Matrik Resiko Separator

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

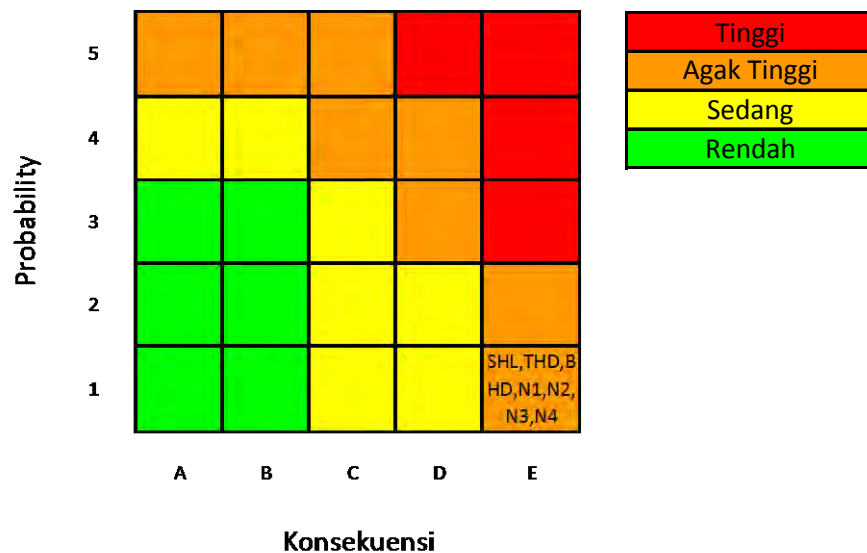
BAB V

Kesimpulan

5.1 Kesimpulan

Berikut adalah kesimpulan-kesimpulan hasil pembahasan terhadap data yang diolah dan dibandingkan dengan literatur :

- a. Berdasarkan Analisa RBI menggunakan didiapatkan semua titik-titik inspeksi memiliki kategori tingkat resiko agak tinggi.
- b. Berikut tampilan dari Matrik Resiko hasil analisa



Gambar 5.1. Matrik Resiko Separator

- c. Tidak terdapat mitigasi karena probabilitas kegagalan sudah berada dalam kategori yang terendah.

5.2 Saran

- a. Jika bisa didapatkan biaya inspeksi rutin yang dikeluarkan oleh suatu perusahaan, maka bisa dilakukan analisa konsekuensi kegagalan dari segi biaya kerugian yang ditanggung akibat kegagalan peralatan
- b. Jika data inspeksi yang didapat adalah data primer, maka akan diketahui data hasil inspeksi berdasarkan frekuensi yang

diinginkan. Ini akan berpengaruh terhadap penentuan damage faktor atau PoF.

DAFTAR PUSTAKA

- Arnold, Ken., dan Maurice Stewart. 1998. "Surface Production Operation Design of Oil-Handling Systems and Facilities". United States Of America : Gulf Publishing Company, Volume 1.
- API RP 580. Mei. 2002." Risk-Based Inspection", 1st edition. Washington, D.C : API Publishing Services.
- API RP 580. Nopember. 2009." Risk-Based Inspection", 2rd edition. Washington, D.C : API Publishing Services.
- API RP 581. Juni. 2000."Risk-Based Inspection Based Resource Document", 1st edition. Washington, D.C : API Publishing Services.
- API RP 581. September. 2008."Risk-Based Inspection Based Resource Document", 2rd edition. Washington, D.C : API Publishing Services.
- API 510. Juni. 2006. "Pressure Vessel Inspection Code : In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration", 9th edition. Washington, D.C : API Publishing Services.
- ASME VIII Divisi 1. 2015. Boiler and Pressure codes. New York.
- Baskoro, Adhi., 2010. "Penerapan Metode Inspeksi Berbasis Resiko Pada Peralatan Fasilitas Produksi Migas Lepas Pantai PT. X dengan service Crude oil". Tesis. Depok.
- Dey, Prasanta Kumar., Stephen O. Ogunlana., dan Sittichai Naksuksakul. 2004. "Risk Based Maintenance Model for Offshore oil and gas pipelines : a case study" *Journal of Quality in Maintenance Engineering* Volume 10 Number 3.PP:169-183.
- Sudaryanto, Adi., 2007. "Penggunaan Metode *Risk Based Inspection* untuk Perencanaan Kegiatan Inspeksi pada Fasilitas Produksi di Anjungan Lepas Pantai (studi kasus di PT. XYZ Indonesia)". Tesis. Surabaya
- Zhaoyang, Tan., Li Jianfeng, Zheng Jianhu, and He Weifeng. 2011. "An evaluation of maintenance strategy using risk based inspection". *Elsevier Keselamatan Science*.26 February.49:852-860.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

Menghitung Laju Kobocoran W_n

W_n	=	Laju kebocoran	=	lb/s
C_d	=	Konstanta	=	0.61
$K_{v,n}$	=	Konstanta Faktor koreksi viskositas	=	1
ρ_{liquid}	=	Massa jenis atau densitas fluid	=	48.38 lb/ft ³
A_n	=	Luas Lubang bocor	=	in ²
C_1	=	Konstanta satuan SI	=	12
G_c	=	Grafitasi	=	32.2 lbm-ft/lbf-s ²
P_s	=	Tekanan Operasi Peralatan	=	225.01 psia
P_{atm}	=	Tekanan Atmosfer	=	14.5 psia

$$\log_{10} P \approx 5 - \frac{h}{15500}$$

dimana

P	=	tekanan	Pa
H	=	ketinggian tertentu	Km

jika H	=	9.645	m
	=	0.009645	Km

$$\log_{10} P \approx 5 - \frac{0.009645}{15500}$$

$\log_{10} P$	\approx	4.999999378	
P	\approx	99999.85672	Pa
1 Pa	=	0.000145038	psia

Lubang Bocor (in)	A_n (in ²)	W_n (lb/s)
0.25	0.0490625	2.0198
1	0.785	32.3165
4	12.56	517.0641
16	200.96	8273.0254
8	50.24	2068.2564

Menentukan Luasan Konsekuensi mudah terbakar terhadap kerusakan komponen Ca_{cmd}^{flam} dan Luasan Konsekuensi mudah terbakar terhadap kecelakaan personil Ca_{inj}^{flam}

fact mit = 0.20

Type 0

acmdAINL-CONT	=	20		acmdAIL-CONT	=	861
bcmdAINL-CONT	=	0.9		bcmdAIL-CONT	=	0.92
acmdAINL-INST	=	0.11		acmdAIL-INST	=	5.6
bcmdAINL-INST	=	0.91		bcmdAIL-INST	=	0.91
ainjAINL-CONT	=	57		ainjAIL-CONT	=	2420
binjAINL-CONT	=	0.89		binjAIL-CONT	=	0.9
ainjAINL-INST	=	0.32		ainjAIL-INST	=	16
binjAINL-INST	=	0.91		binjAIL-INST	=	0.91

C7 = 10.763

C8 = 1

C4 = 1

C5 = 55.6

AINL-CONT

rate n	a*rate _n ^b	CA cmd AINL-CONT	effratenAINLCONT
1.72	32.53	8.61	0.73
27.47	394.45	8.61	0.73
439.50	4782.96	8.61	0.73
7032.07	57996.92	8.61	0.73

AIL-CONT

rate n	a*rate _n ^b	CA cmd AIL-CONT	effratenAILCONT
1.72	1415.63	8.61	0.14
27.47	18144.25	8.61	0.14
439.50	232556.99	8.61	0.14
7032.07	2980710.34	8.61	0.14

AINL-INST

massn	eneffn	$a \cdot \text{mass}_n^b$	CA cmd AINL-INST	effmassnAINLINST
4.12E+03	14.45	214.28	0.60	2.24
1.20E+04	16.31	565.53	0.53	2.11
9.92E+04	19.99	3875.39	0.43	1.92
3.78E+05	22.31	13102.95	0.39	1.82

AIL-INST

massn	eneffn	$a \cdot \text{mass}_n^b$	CA cmd AIL-INST	effmassnAILINST
4.12E+03	14.45	10908.84	0.60	0.34
1.20E+04	16.31	28790.44	0.53	0.32
9.92E+04	19.99	197292.63	0.43	0.29
3.78E+05	22.31	667059.07	0.39	0.28

AINL-CONT

effratenAINLCONT	CAinjAINL-CONT
0.73	34.29
0.73	34.29
0.73	34.29
0.73	34.29

AIL-CONT

effratenAILCONT	CAinjAIL-CONT
0.14	330.63
0.14	330.63
0.14	330.63
0.14	330.63

AINL-INST

effmassnAINLINST	eneffn	CAinjAINL-INST
2.24	14.45	0.04
2.11	16.31	0.03
1.92	19.99	0.02
1.82	22.31	0.02

AIL-INST		
effmassnAILINST	eneffn	CAinjAIL-INST
0.34	14.45	0.33
0.32	16.31	0.28
0.29	19.99	0.21
0.28	22.31	0.18

Cacmd,nAIL			
fcattnC	CA cmd AIL-CONT	CA cmd AIL-INST	CACmdAIL
0.030877956	8.61	0.60	0.8
0.494047297	8.61	0.53	4.5
1	8.61	0.43	8.6
1	8.61	0.39	8.6

CAinj,nAIL			
fcattnC	CAinjAIL-CONT	CAinjAIL-INST	CAinjAIL
0.030877956	330.63	0.33	10.53
0.494047297	330.63	0.28	163.49
1	330.63	0.21	330.63
1	330.63	0.18	330.63

Cacmd,nAINL			
fcattnC	CA cmd AINL-CONT	CA cmd AINL-INST	CACmdAINL
0.030877956	8.61	0.60	0.84
0.494047297	8.61	0.53	4.52
1	8.61	0.43	8.61
1	8.61	0.39	8.61

CAinj,nAINL			
fcattnC	CAinjAINL-CONT	CAinjAINL-INST	CAinjAINL
0.030877956	34.29	0.04	1.09
0.494047297	34.29	0.03	16.96
1	34.29	0.02	34.29
1	34.29	0.02	34.29

AIT	=	396	oF	=	161.78	oR
Ts	=	150	oF	=	52.44	oR
C6	=	100				

Ts	+	C6	=	152.44
Ts	-	C6	=	-47.56

Cacmdflam			
factAIT	CACmdAIL	CACmdAINL	Cacmdflam
0	0.84	0.84	0.84
0	4.5	4.52	4.52
0	8.6	8.61	8.61
0	8.6	8.61	8.61

Cainjflam			
factAIT	CAinjAIL	CAinjAINL	Cacmdflam
0	10.5	1.09	1.09
0	163.5	16.96	16.96
0	330.6	34.29	34.29
0	330.6	34.29	34.29

Cacmdflam		
gff	Cacmdflam	Cacmdflam
0.000008	0.84	3.91
0.00002	4.52	
0.000002	8.61	
0.0000006	8.61	

Cainjflam		
gff	Cainjflam	Cainjflam
0.000008	1.09	14.28
0.00002	16.96	
0.000002	34.29	
0.0000006	34.29	

Menentukan Luasan Konsekuensi racun terhadap kecelakaan personil untuk *hydrogen fluoride* (HF), dan *hydrogen sulfide* (H₂S) Ca_{inj}^{tox} ,
Luasan Konsekuensi racun terhadap kecelakaan personil untuk *ammonia*, dan *chlorine*.

dikarenakan perkiraan berdasarkan API RP 581 Edisi 2008, perkiraan release fluid adalah fluid sehingga $mfractox = 1$

Lubang Bocor (in)	Wn	ratentox	massn	masstntox
0.25	2.02	2.02	4.12E+03	4.12E+03
1	32.32	32.32	1.20E+04	1.20E+04
4	517.06	517.06	9.92E+04	9.92E+04
16	8273.03	8273.03	3.78E+05	3.78E+05

$$C8 = 1.00 \quad C4 = 1$$

HF acid dan H2S

Lubang Bocor (in)	HF acid		H2S		HF acid	H2S
	c	d	c	d	Cainj,ntox	
0.25	1.0942	4.3295	1.2266	4.4365	7.56	9.85
1	1.0942	4.3295	1.2297	4.3626	51.45	83.90
4	1.4056	33606	0.9674	2.7840	1.59E+07	6.82E+04
16	1.4056	33606	0.9674	2.7840	7.80E+07	2.49E+05

Amonia dan Chlorine

Lubang Bocor (in)	Amonia		Chlorine		Amonia	Chlorine
	e	f	e	f	Cainj,ntox	
0.25	8669	1.169	31640	1.072	19718.32	67223.76
1	7022	1.174	24309	1.082	415456.03	1044634.31
4	14.171	0.9011	14.976	1.1770	4.51E+05	1.14E+07
16	14.171	0.9011	14.976	1.1770	1.51E+06	5.50E+07

HF acid dan H2S

gff	HF acid		H2S	
	Cainj,ntox	Cainjtox	Cainj,ntox	Cainjtox
0.000008	7.56	2.57E+06	9.85	9.40E+03
0.00002	51.45		83.90	

0.000002	1.59E+07		6.82E+04	
6E-07	7.80E+07		2.49E+05	

Amonia dan Chlorine

gff	HF acid		H2S	
	Cainj,ntox	Cainjtox	Cainj,ntox	Cainjtox
0.000008	19718.32	3.36E+05	67223.76	2.52E+06
0.00002	415456.03		1044634.31	
0.000002	4.51E+05		1.14E+07	
6E-07	1.51E+06		5.50E+07	

Menentukan Luasan Konsekuensi tidak beracun terhadap kecelakaan personil atau korban jiwa pada manusia.

Untuk Steam (uap air)

C9 = 0.6
C10 = 63.32
C5 = 55.6

Lubang Bocor (in)	Rate n	Cainj,nCONT	massn	Cainj,ninst	factnic
0.25	1.72	1.03	4.12E+03	1.29E+04	0.03088
1	27.47	16.48	1.20E+04	2.54E+04	0.49405
4	439.50	263.70	9.92E+04	9.80E+04	7.90476
16	7032.07	4219.24	3.78E+05	2.30E+05	126.47611

untuk Acid dan Caustic

C4 = 1
C8 = 1
C11 = 1
Ps = 225.01 psia
Patm = 14.50 psia

g = 63401.81
h = -8.99

Lubang Bocor (in)	Rate n	g	h	Cainj,nCONT	Cainj,ninst
0.25	1.72	63401.81	-8.99	98.24	0
1	27.47	63401.81	-8.99	0.0	0
4	439.50	63401.81	-8.99	0.0	0
16	7032.07	63401.81	-8.99	0.0	1

Blending of result

Lubang Bocor (in)	Cainjleak
0.25	493.36
1	12561.73
4	773123.81
16	28614230.63

gff	Cainjleak	Cainjnfnt
0.000008	493.36	6.20E+05
0.00002	12561.73	
0.000002	773123.81	
0.0000006	28614230.63	

Menentukan Luasan Konsekuensi

Final Component Damage Consequence Area

Cacmdflam	Cacmdtox	Cacmdnfnt	Cacmd
1904.59	0	0	1904.59

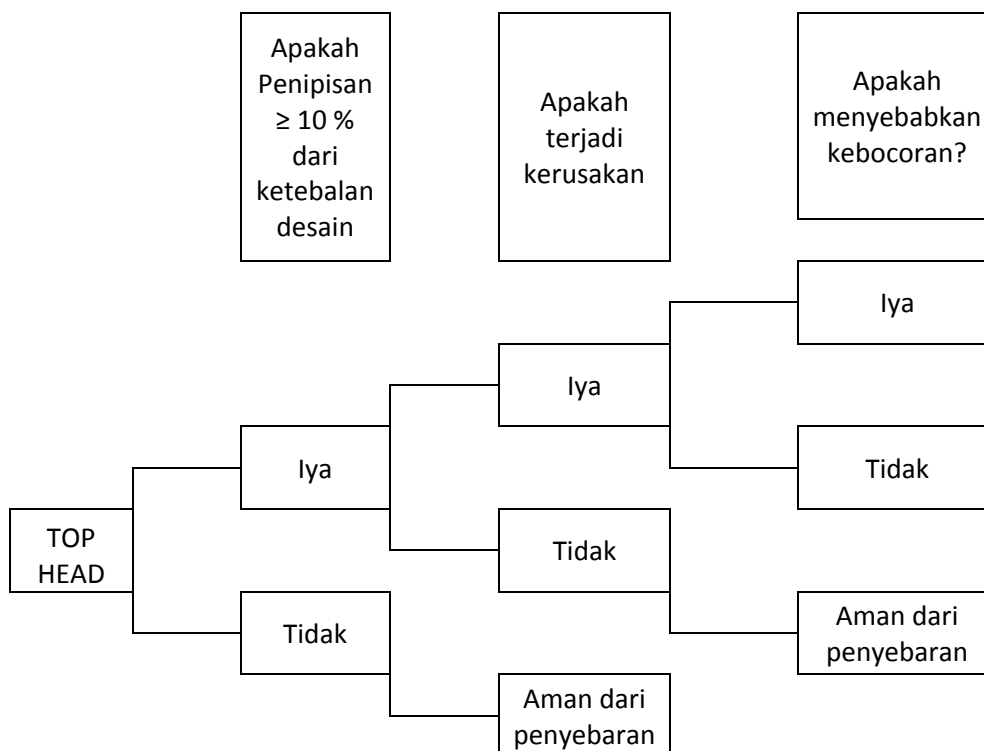
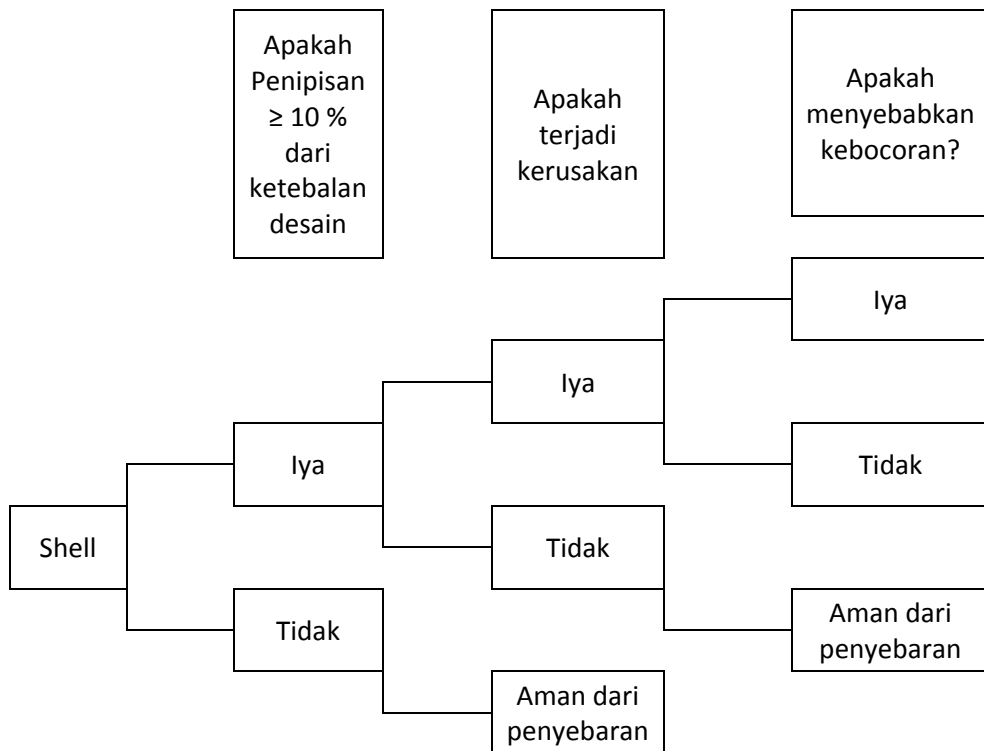
Personnel Injury Consequence Area

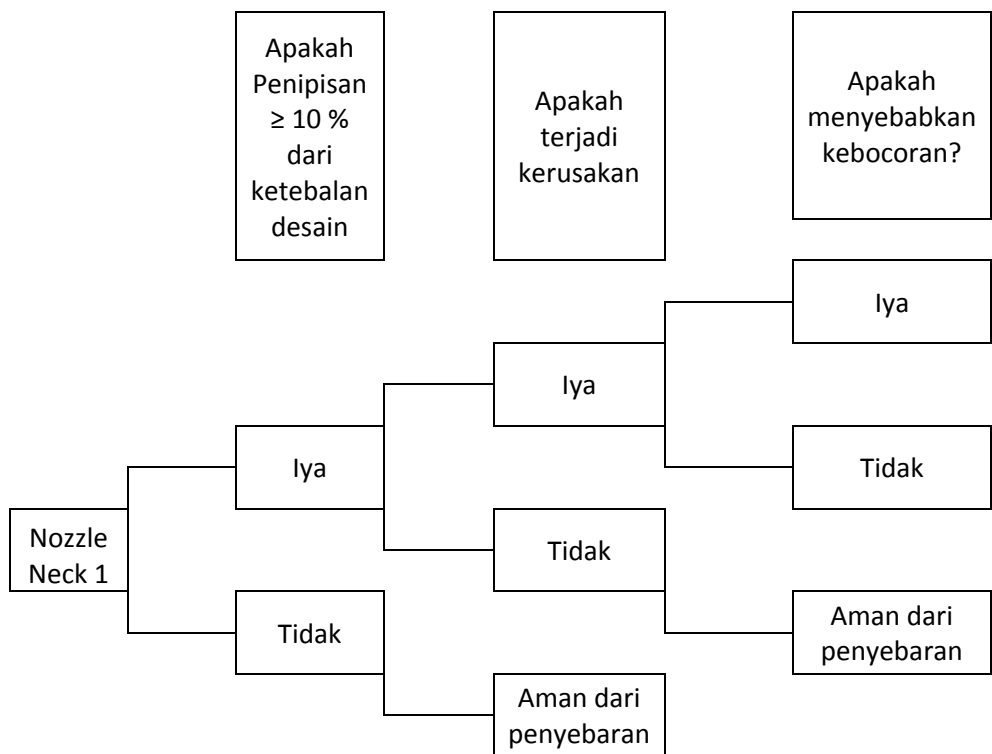
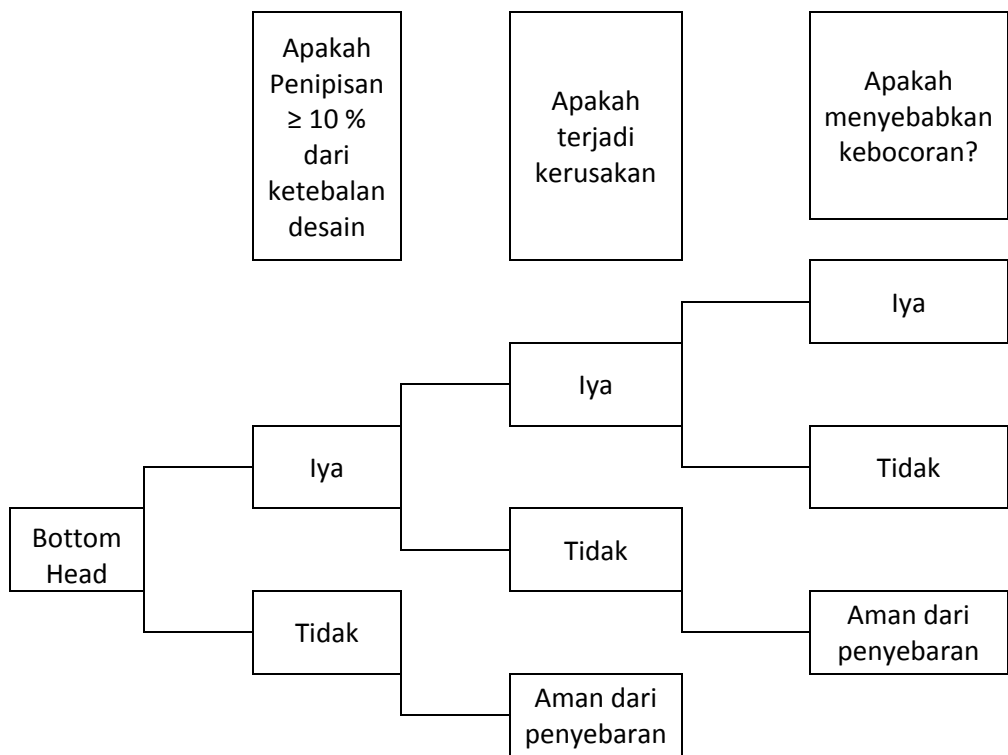
Cainjflam	Cainjtox	Cainjtox	Cainjtox	Cainjtox	Cainjnfnt	Cainj
117.04	2.54E+10	2.09E+07	5.28E+05	8.81E+06	1.01E+06	2.54E+10

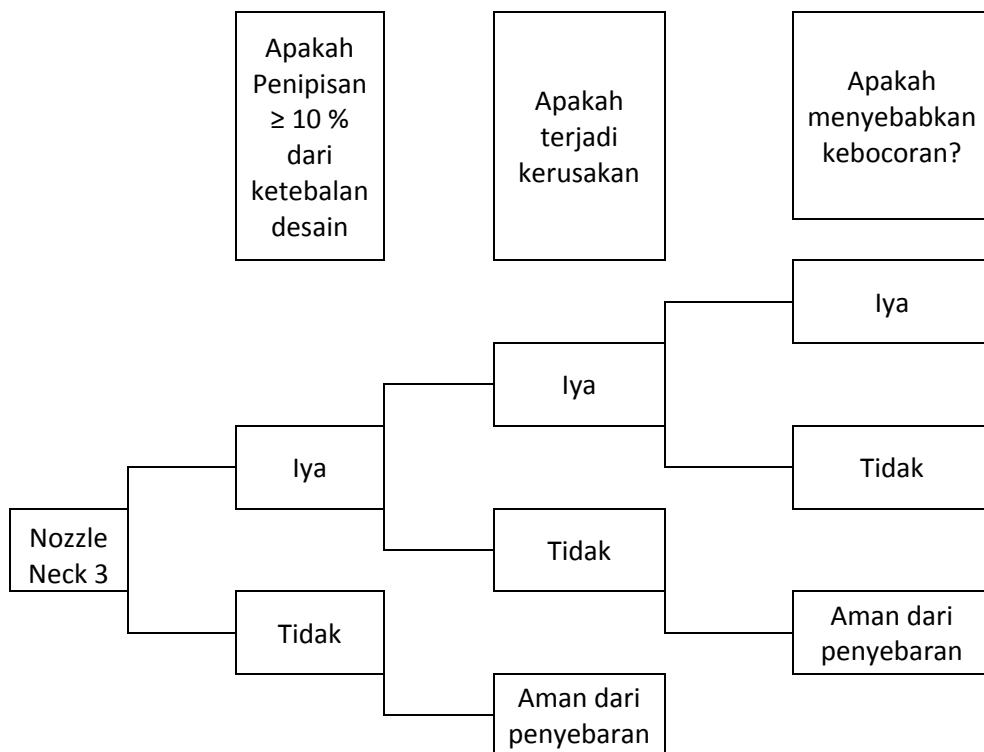
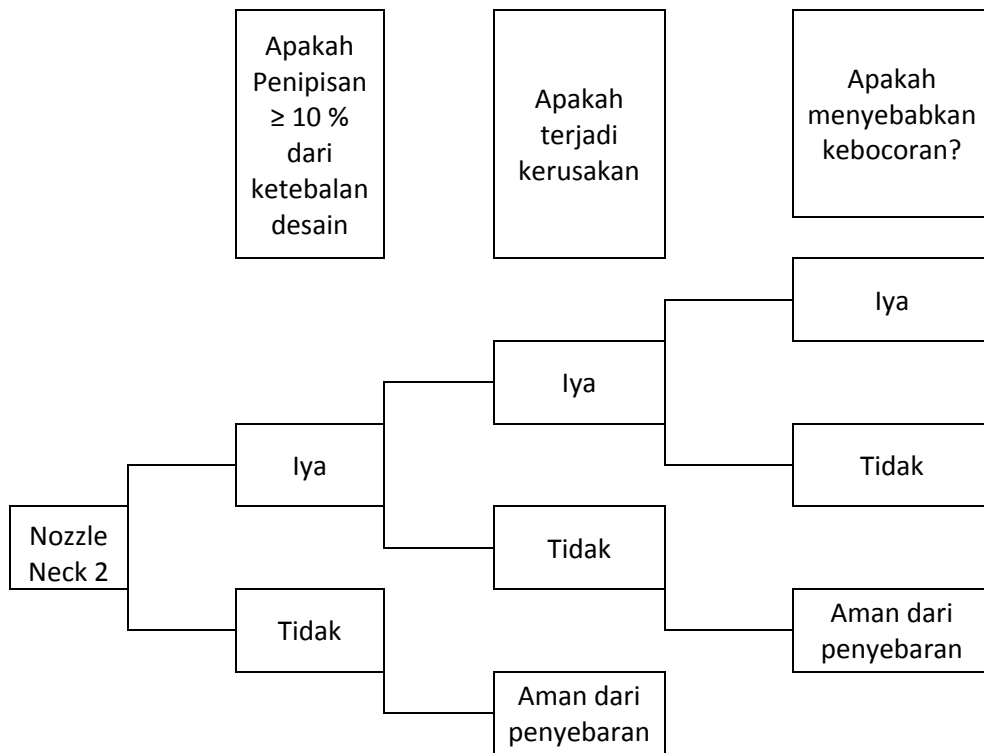
Final Consequence Area

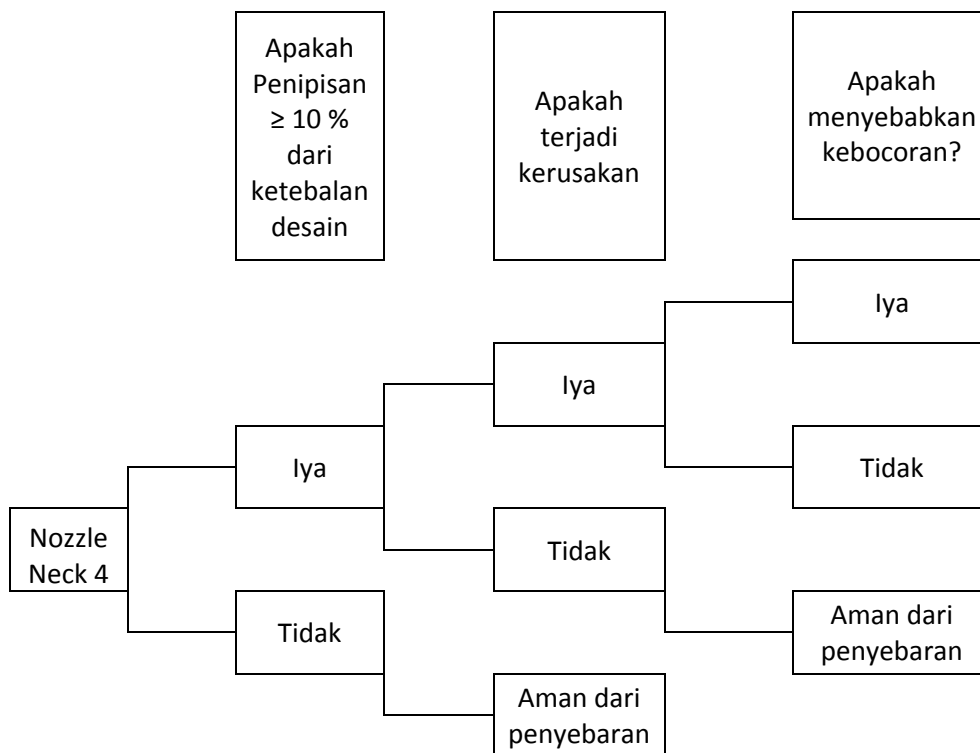
Cacmd	Cainj	CA
1904.59	2.54E+10	2.54E+10

Event Tree









(b) Each casting of nonferrous material permitted by this Division shall be radiographed at all critical sections¹⁷ without revealing any defects. The quality factor for nonferrous castings for lethal service shall not exceed 90%.

(c) Each casting of steel material permitted by this Division shall be examined per Mandatory Appendix 7 for severe service applications [7-3(b)]. The quality factor for lethal service shall not exceed 100%.

(b) *Defects.* Imperfections defined as unacceptable by either the material specification or by Mandatory Appendix 7, 7-3, whichever is more restrictive, are considered to be defects and shall be the basis for rejection of the casting. Where defects have been repaired by welding, the completed repair shall be subject to reexamination and, when required by either the rules of this Division or the requirements of the castings specification, the repaired casting shall be postweld heat treated and, to obtain a 90% or 100% quality factor, the repaired casting shall be stress relieved.

(c) *Identification and Marking.* Each casting to which a quality factor greater than 80% is applied shall be marked with the name, trademark, or other traceable identification of the manufacturer and the casting identification, including the casting quality factor and the material designation.

UG-25 CORROSION

(a) The user or his designated agent (see U-2) shall specify corrosion allowances other than those required by the rules of this Division. Where corrosion allowances are not provided, this fact shall be indicated on the Data Report.

(b) Vessels or parts of vessels subject to thinning by corrosion, erosion, or mechanical abrasion shall have provision made for the desired life of the vessel by a suitable increase in the thickness of the material over that determined by the design formulas, or by using some other suitable method of protection. (See Nonmandatory Appendix E.)

NOTE: When using high alloys and nonferrous materials either for solid wall or clad or lined vessels, refer to UHA-6, UCL-3, and UNF-4, as appropriate.

(c) Material added for these purposes need not be of the same thickness for all parts of the vessel if different rates of attack are expected for the various parts.

(d) No additional thickness need be provided when previous experience in like service has shown that corrosion does not occur or is of only a superficial nature.

(e) *Telltale Holes.* Telltale holes may be used to provide some positive indication when the thickness has been reduced to a dangerous degree. Telltale holes shall not be used in vessels that are to contain lethal substances [see UW-2(a)], except as permitted by ULW-76 for vent holes in layered construction. When telltale holes are provided, they shall have a diameter of $\frac{1}{16}$ in. to $\frac{3}{16}$ in.

(1.5 mm to 5 mm) and have a depth not less than 80% of the thickness required for a seamless shell of like dimensions. These holes shall be provided in the opposite surface to that where deterioration is expected. [For telltale holes in clad or lined vessels, see UCL-25(b).]

(f) *Openings for Drain.* Vessels subject to corrosion shall be supplied with a suitable drain opening at the lowest point practicable in the vessel; or a pipe may be used extending inward from any other location to within $\frac{1}{4}$ in. (6 mm) of the lowest point.

UG-26 LININGS

Corrosion resistant or abrasion resistant linings, whether or not attached to the wall of a vessel, shall not be considered as contributing to the strength of the wall except as permitted in Part UCL (see Nonmandatory Appendix F).

UG-27 THICKNESS OF SHELLS UNDER INTERNAL PRESSURE

(a) The minimum required thickness of shells under internal pressure shall not be less than that computed by the following formulas,¹⁸ except as permitted by Mandatory Appendix 1 or Mandatory Appendix 32. In addition, provision shall be made for any of the loadings listed in UG-22, when such loadings are expected. The provided thickness of the shells shall also meet the requirements of UG-16, except as permitted in Mandatory Appendix 32.

(b) The symbols defined below are used in the formulas of this paragraph.

E = joint efficiency for, or the efficiency of, appropriate joint in cylindrical or spherical shells, or the efficiency of ligaments between openings, whichever is less.

For welded vessels, use the efficiency specified in UW-12.

For ligaments between openings, use the efficiency calculated by the rules given in UG-53.

P = internal design pressure (see UG-21)

R = inside radius of the shell course under consideration,¹⁹

S = maximum allowable stress value (see UG-23 and the stress limitations specified in UG-24)

t = minimum required thickness of shell

(c) *Cylindrical Shells.* The minimum thickness or maximum allowable working pressure of cylindrical shells shall be the greater thickness or lesser pressure as given by (1) or (2) below.

(1) Circumferential Stress (Longitudinal Joints).

When the thickness does not exceed one-half of the inside radius, or P does not exceed $0.385SE$, the following formulas shall apply:

$$t = \frac{PR}{SE - 0.6P} \quad \text{or} \quad P = \frac{SEt}{R + 0.6t} \quad (1)$$

(2) Longitudinal Stress (Circumferential Joints).²⁰

When the thickness does not exceed one-half of the inside radius, or P does not exceed $1.25SE$, the following formulas shall apply:

$$t = \frac{PR}{2SE + 0.4P} \quad \text{or} \quad P = \frac{2SEt}{R - 0.4t} \quad (2)$$

(d) Spherical Shells. When the thickness of the shell of a wholly spherical vessel does not exceed $0.356R$, or P does not exceed $0.665SE$, the following formulas shall apply:

$$t = \frac{PR}{2SE - 0.2P} \quad \text{or} \quad P = \frac{2SEt}{R + 0.2t} \quad (3)$$

(e) When necessary, vessels shall be provided with stiffeners or other additional means of support to prevent overstress or large distortions under the external loadings listed in UG-22 other than pressure and temperature.

(f) A stayed jacket shell that extends completely around a cylindrical or spherical vessel shall also meet the requirements of UG-47(c).

(g) Any reduction in thickness within a shell course or spherical shell shall be in accordance with UW-9.

UG-28 THICKNESS OF SHELLS AND TUBES UNDER EXTERNAL PRESSURE

(a) Rules for the design of shells and tubes under external pressure given in this Division are limited to cylindrical shells, with or without stiffening rings, tubes, and spherical shells. Three typical forms of cylindrical shells are shown in Figure UG-28. Charts used in determining minimum required thicknesses of these components are given in Subpart 3 of Section II, Part D.

(b) The symbols defined below are used in the procedures of this paragraph:

A = factor determined from Figure G in Subpart 3 of Section II, Part D and used to enter the applicable material chart in Subpart 3 of Section II, Part D. For the case of cylinders having D_o/t values less than 10, see (c)(2).

B = factor determined from the applicable material chart or table in Subpart 3 of Section II, Part D for maximum design metal temperature [see UG-20(c)]

D_o = outside diameter of cylindrical shell course or tube

E = modulus of elasticity of material at design temperature. For external pressure design in accordance with this Section, the modulus of elasticity to be used shall be taken from the applicable materials chart in Subpart 3 of Section II, Part D. (Interpolation may be made between lines for intermediate temperatures.)

L = total length, in. (mm), of a tube between tube-sheets, or design length of a vessel section between lines of support [see Figure UG-28.1]. A line of support is:

(a) a circumferential line on a head (excluding conical heads) at one-third the depth of the head from the head tangent line as shown on Figure UG-28;

(b) a stiffening ring that meets the requirements of UG-29;

(c) a jacket closure of a jacketed vessel that meets the requirements of 9-5;

(d) a cone-to-cylinder junction or a knuckle-to-cylinder junction of a toriconical head or section that satisfies the moment of inertia requirement of 1-8.

P = external design pressure [see Note in (f)]

P_a = calculated value of maximum allowable external working pressure for the assumed value of t . [see Note in (f) below]

R_o = outside radius of spherical shell

t = minimum required thickness of cylindrical shell or tube, or spherical shell, in. (mm)

t_s = nominal thickness of cylindrical shell or tube, in. (mm)

(c) Cylindrical Shells and Tubes. The required minimum thickness of a cylindrical shell or tube under external pressure, either seamless or with longitudinal butt joints, shall be determined by the following procedure:

(1) Cylinders having D_o/t values ≥ 10 :

Step 1. Assume a value for t and determine the ratios L/D_o and D_o/t .

Step 2. Enter Figure G in Subpart 3 of Section II, Part D at the value of L/D_o determined in Step 1. For values of L/D_o greater than 50, enter the chart at a value of $L/D_o = 50$. For values of L/D_o less than 0.05, enter the chart at a value of $L/D_o = 0.05$.

Step 3. Move horizontally to the line for the value of D_o/t determined in Step 1. Interpolation may be made for intermediate values of D_o/t ; extrapolation is not permitted. From this point of intersection move vertically downward to determine the value of factor A .

Step 4. Using the value of A calculated in Step 3, enter the applicable material chart in Subpart 3 of Section II, Part D for the material under consideration. Move vertically to an intersection with the material/temperature line for the design temperature (see UG-20). Interpolation may be made between lines for intermediate temperatures. If tabular values in Subpart 3 of Section II, Part D

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

Table 5.4 – Data Required for Determination of the Thinning Damage Factor

Basic Data	Comments
Thinning Type (General or Localized)	Determine whether the thinning is general or localized based on inspection results of effective inspections. General corrosion is defined as affecting more than 10% of the surface area and the wall thickness variation is less than 1.27 mm (50 mils). Localized corrosion is defined as affecting less than 10% of the surface area or a wall thickness variation greater than 1.27 mm (50 mils).
Corrosion Rate (mm/yr.mpy)	The current rate of thinning calculated from thickness data, if available. Corrosion rates calculated from thickness data typically vary from one inspection to another. These variations may be due to variations in the wall thickness, or they may indicate a change in the actual corrosion rate. If the short-term rate (calculated from the difference between the current thickness and the previous thickness) is significantly different from the long-term rate (calculated from the difference between the current thickness and the original thickness), then the component may be evaluated using the short term rate, but the appropriate time and thickness must be used.
Inspection Effectiveness Category	The effectiveness category of each inspection that has been performed on the component during the time period (specified above).
Number of Inspections	The number of inspections in each effectiveness category that have been performed during the time period (specified above).
On-Line Monitoring	The types of proactive on-line monitoring methods or tools employed, such as corrosion probes, coupons, process variables (Coupons, Probes, Process Variables, or Combinations, etc.)
Thinning Mechanism	If credit is to be taken for on-line monitoring, the potential thinning mechanisms must be known. A knowledgeable materials/corrosion engineer should be consulted for this information, also see API 571 [13].
Presence of Injection/Mix Point (Yes or No).	For piping, determine if there is an injection or mix point in the circuit.
Type of Injection/Mix Point Inspection	For piping circuits which contain an injection or mix point, determine whether not the inspection program is highly effective or not highly effective to detect local corrosion at these points.
Presence of a Deadleg (Yes or No).	For piping, determine if there is a deadleg in the circuit.
Type of Inspection for Deadleg Corrosion	For piping circuits which contain a deadleg, determine if the inspection program currently being used is highly effective or not highly effective to detect local corrosion in dead legs has been performed.
Welded Construction	Applicable to Atmospheric Storage tanks only, tanks may be welded or riveted construction. Is the tank of welded construction? (Yes or No)
Maintained to API 653	Applicable to Atmospheric Storage tanks only. Is the tank maintained in accordance with API 653 [11]? (Yes or No)
Settlement	Applicable to Atmospheric Storage tanks only, tanks may be welded or riveted construction. What is the settlement history of the tank <ul style="list-style-type: none"> • Recorded settlement exceeds API 653 criteria • Recorded settlement meets API 653 criteria • Settlement never evaluated • Concrete foundation, no settlement

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

Table 3.A.3.2 — Assumptions Used When Calculating Liquid Inventories Within Equipment

Equipment Description	Component Type	Examples	Default Liquid Volume Percent
Process Columns (may be treated as two or three items) - top half - middle section - bottom half	COLTOP COLMID COLBTM	Distillation Columns, FCC Main Fractionator, Splitter Tower, Debutanizer, Packed Columns (see note 1), Liquid/Liquid Columns (see Note 2),	25% 25% 37% These default values are typical of trayed distillation columns and consider liquid holdup at the bottom of the vessel as well as the presence of chimney trays in the upper sections
Accumulators and Drums	DRUM	OH Accumulators, Feed Drums, HP/LP Separators, Nitrogen Storage drums, Steam Condensate Drums, 3-Phase Separators (see note 3)	50% liquid Typically, 2-phase drums are liquid level controlled at 50%
Knock-out Pots and Dryers	KODRUM	Compressor Knock-outs, Fuel Gas KO Drums (see note 4), Flare Drums, Air Dryers (see note 4),	10% liquid Much less liquid inventory expected in knock-out drums
Compressors	COMPC COMPR	Centrifugal and Reciprocating Compressors	Negligible, 0%
Pumps	PUMP1S PUMP2S PUMPR	Pumps	100% liquid
Heat Exchangers	HEXSS HEXTS	Shell and Tube exchangers	50% shell-side, 25% tube-side
Fin Fan Air Coolers	FINFAN	Total Condensers, Partial Condensers, Vapor Coolers and Liquid Coolers (see note 5)	25% liquid
Filters	FILTER		100% full
Piping	PIPE-xx		100% full, calculated for Level 2 Analysis
Reactors	REACTOR	Fluid Reactors (see note 6), Fixed-Bed Reactors (see note 7), mole-sieves	15% liquid

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

4.7 Tables

Table 4.1 – Suggested Component Generic Failure Frequencies (gff) [1 thru 8]

Equipment Type	Component Type	gff as a Function of Hole Size (failures/yr)				gff_{total} (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Compressor	COMPC	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	0	3.00E-05
Compressor	COMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXSS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXTS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXTUBE	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-4	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-6	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-8	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-10	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-12	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPEGT16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP2S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP1S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Tank650	TANKBOTTOM	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.20E-04
Tank650	COURSE-1	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-2	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-3	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-4	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-5	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-6	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-7	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-8	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-9	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Vessel/FinFan	KODRUM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLBTM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	FINFAN	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	FILTER	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	DRUM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	REACTOR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLTOP	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

5.14 Tables

Table 5.1 – List of Representative Fluids Available for Level 1 Analysis

Representative Fluid	Fluid TYPE (see 5.1.5)	Examples of Applicable Materials
C ₁ – C ₂	TYPE 0	methane, ethane, ethylene, LNG, fuel gas
C ₃ – C ₄	TYPE 0	propane, butane, isobutane, LPG
C ₅	TYPE 0	pentane
C ₆ – C ₈	TYPE 0	gasoline, naptha, light straight run, heptane
C ₉ – C ₁₂	TYPE 0	diesel, kerosene
C ₁₃ – C ₁₆	TYPE 0	jet fuel, kerosene, atmospheric gas oil
C ₁₇ – C ₂₅	TYPE 0	gas oil, typical crude
C ₂₅₊	TYPE 0	residuum, heavy crude, lube oil, seal oil
H ₂	TYPE 0	hydrogen only
H ₂ S	TYPE 0	hydrogen sulfide only
HF	TYPE 0	hydrogen fluoride
water	TYPE 0	water
steam	TYPE 0	steam
Acid (low)	TYPE 0	Acid, caustic
Aromatics	TYPE 1	Benzene, Toluene, Xylene, Cumene
AlCl ₃	TYPE 0	Aluminum Chloride
Pyrophoric	TYPE 0	Pyrophoric Materials
Ammonia	TYPE 0	Ammonia
Chlorine	TYPE 0	Chlorine
CO	TYPE 1	Carbon Monoxide
DEE	TYPE 1 (see Note 2)	Diethyl Ether
HCL	TYPE 0 (see Note 1)	Hydrogen Chloride
Nitric Acid	TYPE 0 (see Note 1)	Nitric Acid
NO ₂	TYPE 0 (see Note 1)	Nitrogen Dioxide
Phosgene	TYPE 0	Phosgene
TDI	TYPE 0 (see Note 1)	Toluene Diisocyanate
Methanol	TYPE 1	Methanol
PO	TYPE 1	Propylene Oxide
Styrene	TYPE 1	Styrene
EEA	TYPE 1	Ethylene Glycol Monoethyl Ether Acetate
EE	TYPE 1	Ethylene Glycol Monoethyl Ether
EG	TYPE 1	Ethylene Glycol
EO	TYPE 1	Ethylene Oxide
Notes: 1. HCL, Nitric Acid, NO ₂ and TDI are TYPE 1 toxic fluids 2. DEE is a TYPE 0 toxic fluid		

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

Table 5.2 – Properties of the Representative Fluids Used in Level 1 Analysis

Fluid	MW	Liquid Density (lb/ft ³)	NBP (°F)	Ambient State	Ideal Gas Specific Heat Eq.	C _p					Auto- Ignition Temp. (°F)
						Ideal Gas Constant <i>A</i>	Ideal Gas Constant <i>B</i>	Ideal Gas Constant <i>C</i>	Ideal Gas Constant <i>D</i>	Ideal Gas Constant <i>E</i>	
C1-C2	23	15.639	-193	Gas	Note 1	12.3	1.150E-01	-2.87E-05	-1.30E-09	N/A	1036
C3-C4	51	33.61	-6.3	Gas	Note 1	2.632	0.3188	-1.347E4	1.466E-8	N/A	696
C5	72	39.03	97	Liquid	Note 1	-3.626	0.4873	-2.6E-4	5.3E-8	N/A	544
C6-C8	100	42.702	210	Liquid	Note 1	-5.146	6.762E-01	-3.65E-04	7.658E-08	N/A	433
C9-C12	149	45.823	364	Liquid	Note 1	-8.5	1.01E+00	-5.56E-04	1.180E-07	N/A	406
C13-C16	205	47.728	502	Liquid	Note 1	-11.7	1.39E+00	-7.72E-04	1.670E-07	N/A	396
C17-C25	280	48.383	651	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	396
C25+	422	56.187	981	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	396
Water	18	62.3	212	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
Steam	18	62.3	212	Gas	Note 3	3.34E+04	2.68E+04	2.61E+03	8.90E+03	1.17E+03	N/A
Acid	18	62.3	212	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
H ₂	2	4.433	-423	Gas	Note 1	27.1	9.270E-03	-1.38E-05	7.650E-09	N/A	752
H ₂ S	34	61.993	-75	Gas	Note 1	31.9	1.440E-03	2.430E-05	-1.18E-08	N/A	500
HF	20	60.37	68	Gas	Note 1	29.1	6.610E-04	-2.03E-06	2.500E-09	N/A	32000
CO	28	50	-312	Gas	Note 2	2.91E+04	8.77E+03	3.09E+03	8.46E+03	1.54E+03	1128
DEE	74	45	95	Liquid	Note 2	8.62E+04	2.55E+05	1.54E+03	1.44E+05	-6.89E+02	320
HCL	36	74	-121	Gas	---	---	---	---	---	---	N/A
Nitric Acid	63	95	250	Liquid	---	---	---	---	---	---	N/A
ALCL3	133.5	152	382	Powder	Note 1	4.34E+04	3.97E+04	4.17E+02	2.40E+04	N/A	1036
NO ₂	90	58	275	Liquid	---	---	---	---	---	---	N/A
Phosgene	99	86	181	Liquid	---	---	---	---	---	---	N/A
TDI	174	76	484	Liquid	---	---	---	---	---	---	1148
Methanol	32	50	149	Liquid	Note 2	3.93E+04	8.79E+04	1.92E+03	5.37E+04	8.97E+02	867
PO	58	52	93	Liquid	Note 2	4.95E+04	1.74E+05	1.56E+03	1.15E+05	7.02E+02	840

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

Table 5.2 – Properties of the Representative Fluids Used in Level 1 Analysis

Fluid	MW	Liquid Density (lb/ft ³)	NBP (°F)	Ambient State	Ideal Gas Specific Heat Eq.	C _p					Auto- Ignition Temp. (°F)
						Ideal Gas Constant A	Ideal Gas Constant B	Ideal Gas Constant C	Ideal Gas Constant D	Ideal Gas Constant E	
Styrene (Aromatic)	104	42.7	293	Liquid	Note 2	8.93E+04	2.15E+05	7.72E+02	9.99E+04	2.44E+03	914
EEA	132	61	313	Liquid	Note 2	1.06E+05	2.40E+05	6.59E+02	1.50E+05	1.97E+03	715
EE	90	58	275	Liquid	Note 2	3.25E+04	3.00E+05	1.17E+03	2.08E+05	4.73E+02	455
EG	62	69	387	Liquid	Note 2	6.30E+04	1.46E+05	1.67E+03	9.73E+04	7.74E+02	745
EO	44	55	51	Gas	Note 2	3.35E+04	1.21E+05	1.61E+03	8.24E+04	7.37E+02	804
Pyrophoric	149	45.823	364	Liquid	Note 1	-8.5	1.01E+00	-5.56E-04	1.180E-07	N/A	Note 3
Notes:											
1. $C_p = A + BT + CT^2 + DT^3$ with T in K, units for C_p are J/kmol-K											
2. $C_p = A + B \left(\frac{\frac{C}{T}}{\sinh \left[\frac{C}{T} \right]} \right)^2 + D \left(\frac{\frac{E}{T}}{\cosh \left[\frac{E}{T} \right]} \right)^2$ with T in K, units for C_p are J/kmol-K											
3. $C_p = A + BT + CT^2 + DT^3 + ET^4$ with T in K, units for C_p are J/kmol-K											
4. Pyrophoric materials, by definition, auto-ignite and therefore, a very low value for the AIT is assumed.											
5. Conversion factor for units of C_p is 1 J/kmol-K = 5.27×10^{-4} Btu/kmol-°R											

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

Table 5.5 – Guidelines for Assigning Inspection Effectiveness – General Thinning

Inspection Category	Inspection Effectiveness Category	Intrusive Inspection Example	Non-intrusive Inspection Example
A	Highly Effective	50 to 100% examination of the surface (partial internals removed), and accompanied by thickness measurements	50 to 100% ultrasonic scanning coverage (automated or manual) or profile radiography
B	Usually Effective	Nominally 20% examination (no internals removed), and spot external ultrasonic thickness measurements	Nominally 20% ultrasonic scanning coverage (automated or manual), or profile radiography, or external spot thickness (statistically validated)
C	Fairly Effective	Visual examination with thickness measurements	2 to 3% examination, spot external ultrasonic thickness measurements, and little or no internal visual examination
D	Poorly Effective	Visual examination	Several thickness measurements, and a documented inspection planning system
E	Ineffective	No inspection	Several thickness measurements taken only externally, and a poorly documented inspection planning system

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

Table 5.11 – Thinning Damage Factors

A_{rt}	Inspection Effectiveness												
	E	1 Inspection				2 Inspections				3 Inspections			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.10	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.12	6	5	3	2	1	4	2	1	1	3	1	1	1
0.14	20	17	10	6	1	13	6	1	1	10	3	1	1
0.16	90	70	50	20	3	50	20	4	1	40	10	1	1
0.18	250	200	130	70	7	170	70	10	1	130	35	3	1
0.20	400	300	210	110	15	290	120	20	1	260	60	5	1
0.25	520	450	290	150	20	350	170	30	2	240	80	6	1
0.30	650	550	400	200	30	400	200	40	4	320	110	9	2
0.35	750	650	550	300	80	600	300	80	10	540	150	20	5
0.40	900	800	700	400	130	700	400	120	30	600	200	50	10
0.45	1050	900	810	500	200	800	500	160	40	700	270	60	20
0.50	1200	1100	970	600	270	1000	600	200	60	900	360	80	40
0.55	1350	1200	1130	700	350	1100	750	300	100	1000	500	130	90
0.60	1500	1400	1250	850	500	1300	900	400	230	1200	620	250	210
0.65	1900	1700	1400	1000	700	1600	1105	670	530	1300	880	550	500

A_{rt}	Inspection Effectiveness												
	E	4 Inspections				5 Inspections				6 Inspections			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.10	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.12	6	2	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1
0.14	20	7	2	1	1	5	1	1	1	4	1	1	1
0.16	90	30	5	1	1	20	2	1	1	14	1	1	1
0.18	250	100	15	1	1	70	7	1	1	50	3	1	1
0.20	400	180	20	2	1	120	10	1	1	100	6	1	1
0.25	520	200	30	2	1	150	15	2	1	120	7	1	1
0.30	650	240	50	4	2	180	25	3	2	150	10	2	2
0.35	750	440	90	10	4	350	70	6	4	280	40	5	4
0.40	900	500	140	20	8	400	110	10	8	350	90	9	8
0.45	1050	600	200	30	15	500	160	20	15	400	130	20	15
0.50	1200	800	270	50	40	700	210	40	40	600	180	40	40
0.55	1350	900	350	100	90	800	260	90	90	700	240	90	90
0.60	1500	1000	450	220	210	900	360	210	210	800	300	210	210
0.65	1900	1200	700	530	500	1100	640	500	500	1000	600	500	500

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

Table 5.3 – Level 1 Consequence Analysis Guidelines for Determining the Phase of a Fluid

Phase of Fluid at Normal Operating (Storage) Conditions	Phase of Fluid at Ambient (after release) Conditions	API RBI Determination of Final Phase for Consequence Calculation
Gas	Gas	model as gas
Gas	Liquid	model as gas
Liquid	Gas	model as gas <i>unless</i> the fluid boiling point at ambient conditions is greater than 80°F, then model as a liquid
Liquid	Liquid	model as liquid

Table 5.4 – Release Hole Sizes and Areas Used in API RBI Level 1 and 2 Consequence Analysis

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (in)	Release Hole Diameter, d_n (in)
1	Small	0 – ¼	$d_1 = 0.25$
2	Medium	> ¼ – 2	$d_2 = 1$
3	Large	> 2 – 6	$d_3 = 4$
4	Rupture	> 6 inches	$d_4 = \min[D, 16]$

Table 5.4M – Release Hole Sizes and Areas Used in API RBI

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (mm)	Release Hole Diameter, d_n (mm)
1	Small	0 – 6.4	$d_1 = 6.4$
2	Medium	> 6.4 – 51	$d_2 = 25$
3	Large	> 51 – 152	$d_3 = 102$
4	Rupture	> 152 inches	$d_4 = \min[D, 406]$

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

Table 5.5 – Detection and Isolation System Rating Guide

Type of Detection System	Detection Classification
Instrumentation designed specifically to detect material losses by changes in operating conditions (i.e., loss of pressure or flow) in the system.	A
Suitably located detectors to determine when the material is present outside the pressure-containing envelope.	B
Visual detection, cameras, or detectors with marginal coverage.	C
Type of Isolation System	Isolation Classification
Isolation or shutdown systems activated directly from process instrumentation or detectors, with no operator intervention.	A
Isolation or shutdown systems activated by operators in the control room or other suitable locations remote from the leak.	B
Isolation dependent on manually-operated valves	C

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

Table 5.6 – Adjustments to Release Based on Detection and Isolation Systems

System Classifications		Release Magnitude Adjustment	Reduction Factor, $fact_{di}$
Detection	Isolation		
A	A	Reduce release rate or mass by 25%	0.25
A	B	Reduce release rate or mass by 20%	0.20
A or B	C	Reduce release rate or mass by 10%	0.10
B	B	Reduce release rate or mass by 15%	0.15
C	C	No adjustment to release rate or mass	0.00

Table 5.7 – Leak Durations Based on Detection and Isolation Systems

Detection System Rating	Isolation System Rating	Maximum Leak Duration, ld_{max}
A	A	20 minutes for 1/4 inch leaks 10 minutes for 1 inch leaks 5 minutes for 4 inch leaks
A	B	30 minutes for 1/4 inch leaks 20 minutes for 1 inch leaks 10 minutes for 4 inch leaks
A	C	40 minutes for 1/4 inch leaks 30 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks
B	A or B	40 minutes for 1/4 inch leaks 30 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks
B	C	1 hour for 1/4 inch leaks 30 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks
C	A, B or C	1 hour for 1/4 inch leaks 40 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

Table 5.8 – Component Damage Flammable Consequence Equation Constants

Fluid	Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
	Auto-Ignition Not Likely (CAINL)				Auto-Ignition Likely (CAIL)				Auto-Ignition Not Likely (IAINL)				Auto-Ignition Likely (IAIL)			
	Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
C ₁ -C ₂	43.0	0.98			280.0	0.95			41.0	0.67			1079	0.62		
C ₃ -C ₄	49.48	1.00			313.6	1.00			27.96	0.72			522.9	0.63		
C ₅	25.17	0.99	536.0	0.89	304.7	1.00			13.38	0.73	1.49	0.85	275.0	0.61		
C ₆ -C ₈	29.0	0.98	182.0	0.89	312.4	1.00	525.0	0.95	13.98	0.66	4.35	0.78	275.7	0.61	57.0	0.55
C ₉ -C ₁₂	12.0	0.98	130.0	0.90	391.0	0.95	560.0	0.95	7.1	0.66	3.3	0.76	281.0	0.61	6.0	0.53
C ₁₃ -C ₁₆			64.0	0.90			1023	0.92			0.46	0.88			9.2	0.88
C ₁₇ -C ₂₅			20.0	0.90			861.0	0.92			0.11	0.91			5.6	0.91
C ₂₅ +			11.0	0.91			544.0	0.90			0.03	0.99			1.4	0.99
H ₂	64.5	0.992			420.0	1.00			61.5	0.657			1430	0.618		
H ₂ S	32.0	1.00			203.0	0.89			148.0	0.63			357.0	0.61		
HF																
Aromatics	17.87	1.097	103.0	1.00	374.5	1.055			11.46	0.667	70.12	1.00	512.6	0.713	701.2	1.00
Styrene	17.87	1.097	103.0	1.00	374.5	1.055			11.46	0.667	70.12	1.00	512.6	0.713	701.2	1.00
CO	0.107	1.752							69.68	0.667						
DEE	39.84	1.134	737.4	1.106	320.7	1.033	6289	0.649	155.7	0.667	5.105	0.919			5.672	0.919
Methanol	0.026	0.909	1751	0.934					28.11	0.667	1.919	0.900				
PO	14.62	1.114	1295	0.960					65.58	0.667	3.404	0.869				
EEA	0.002	1.035	117.0	1.00					8.014	0.667	69.0	1.00				
EE	12.62	1.005	173.1	1.00					38.87	0.667	72.21	1.00				
EG	7.721	0.973	108.0	1.00					6.525	0.667	69.0	1.00				
EO	31.03	1.069							136.3	0.667						
Pyrophoric	12.0	0.98	130.0	0.90	391.0	0.95	560.0	0.95	7.1	0.66	3.3	0.76	281.0	0.61	6.0	0.53

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

Table 5.9 – Personnel Injury Flammable Consequence Equation Constants

Fluid	Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
	Auto-Ignition Not Likely (CAINL)				Auto-Ignition Likely (CAIL)				Auto-Ignition Not Likely (IAINL)				Auto-Ignition Likely (IAIL)			
	Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
C ₁ -C ₂	110.0	0.96			745.0	0.92			79.0	0.67			3100	0.63		
C ₃ -C ₄	125.2	1.00			836.7	1.00			57.72	0.75			1769	0.63		
C ₅	62.05	1.00	1545	0.89	811.0	1.00			28.45	0.76	4.34	0.85	959.6	0.63		
C ₆ -C ₈	68.0	0.96	516.0	0.89	828.7	1.00	1315	0.92	26.72	0.67	12.7	0.78	962.8	0.63	224.0	0.54
C ₉ -C ₁₂	29.0	0.96	373.0	0.89	981.0	0.92	1401	0.92	13.0	0.66	9.5	0.76	988.0	0.63	20.0	0.54
C ₁₃ -C ₁₆			183.0	0.89			2650	0.90			1.3	0.88			26.0	0.88
C ₁₇ -C ₂₅			57.0	0.89			2420	0.90			0.32	0.91			16.0	0.91
C ₂₅ +			33.0	0.89			1604	0.90			0.081	0.99			4.1	0.99
H ₂	165.0	0.933			1117	1.00			118.5	0.652			4193	0.621		
H ₂ S	52.0	1.00			375.0	0.94			271.0	0.63			1253	0.63		
HF																
Aromatics	64.14	0.963	353.5	0.883	1344	0.937	487.7	0.268	18.08	0.686	0.14	0.935	512.6	0.713	1.404	0.935
Styrene	64.14	0.963	353.5	0.883	1344	0.937	487.7	0.268	18.08	0.686	0.14	0.935	512.6	0.713	1.404	0.935
CO	27.0	0.991							105.3	0.692						
DEE	128.1	1.025	971.9	1.219	1182	0.997	2658	0.864	199.1	0.682	47.13	0.814	821.7	0.657	52.36	0.814
Methanol	0.016	1.008	4484	0.902					37.71	0.688	6.255	0.871				
PO	38.76	1.047	1955	0.840					83.68	0.682	15.21	0.834				
EEA	0.017	0.946	443.1	0.835					11.41	0.687	0.153	0.924				
EE	35.56	0.969	46.56	0.800					162.0	0.660	0.152	0.927				
EG	25.67	0.947	324.7	0.869					8.971	0.687	0.138	0.922				
EO	49.43	1.105							220.8	0.665						
Pyrophoric	29.0	0.96	373.0	0.89	981.0	0.92	1401	0.92	13.0	0.66	9.5	0.76	988.0	0.63	20.0	0.54

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

Table 5.10 – Adjustments to Flammable Consequences for Mitigation Systems

Mitigation System	Consequence Area Adjustment	Consequence Area Reduction Factor, $fact_{mit}$
Inventory blowdown, coupled with isolation system classification B or higher	Reduce consequence area by 25%	0.25
Fire water deluge system and monitors	Reduce consequence area by 20%	0.20
Fire water monitors only	Reduce consequence area by 5%	0.05
Foam spray system	Reduce consequence area by 15%	0.15

Table 5.11 – Gas Release Toxic Consequence Equation Constants for HF Acid and H₂S

Continuous Releases Duration (minutes)	HF Acid		H ₂ S	
	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>c</i>	<i>d</i>
5	1.1401	3.5683	1.2411	3.9686
10	1.1031	3.8431	1.2410	4.0948
20	1.0816	4.1040	1.2370	4.238
40	1.0942	4.3295	1.2297	4.3626
60	1.1031	4.4576	1.2266	4.4365
Instantaneous Releases	1.4056	33606	0.9674	2.7840

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

Table 5.12 – Gas Release Toxic Consequence Equation Constants for Ammonia and Chlorine

Continuous Releases Duration (minutes)	Ammonia		Chlorine	
	<i>e</i>	<i>f</i>	<i>e</i>	<i>f</i>
5	2690	1.183	15150	1.097
10	3581	1.181	15934	1.095
15	4459	1.180	17242	1.092
20	5326	1.178	19074	1.089
25	6180	1.176	21430	1.085
30	7022	1.174	24309	1.082
35	7852	1.172	27712	1.077
40	8669	1.169	31640	1.072
45	9475	1.166	36090	1.066
50	10268	1.161	41065	1.057
55	11049	1.155	46564	1.046
60	11817	1.145	52586	1.026
Instantaneous Releases	14.171	0.9011	14.976	1.177

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

3.B.2 TABLES

Table 3.B.2.1 – SI and US Customary Conversion Factors for Equations in Part 3

Conversion Factor	SI Units	US Customary Units
C_1	31623	12
C_2	1000	1
C_3	4536	10000
C_4	2.205	1
C_5	25.2	55.6
C_6	55.6	100
C_7	1	10.763
C_8	0.0929	1
C_9	0.123	0.6
C_{10}	9.744	63.32
C_{11}	0.145	1
C_{12}	1.8	1
C_{13}	6.29	0.178
C_{14}	1	3600
C_{15}	4.685	1
C_{16}	30.89	70
C_{17}	0.001481	0.00723
C_{18}	0.0050	0.0164
C_{19}	1.085	1.015
C_{20}	1.013	0.147
C_{21}	5328	9590
C_{22}	5.8	14.62
C_{23}	0.45	0.346
C_{24}	2.6	2.279
C_{25}	0.0296	0.0438
C_{26}	100	14.5
C_{27}	1	0.3967
C_{28}	1000	6895
C_{29}	4.303×10^{-4}	1.85×10^{-4}

3.B-4

API RP 581 RISK-BASED INSPECTION TECHNOLOGY

Table 3.B.2.1 – SI and US Customary Conversion Factors for Equations in Part 3

Conversion Factor	SI Units	US Customary Units
C_{30}	9.76×10^{-8}	6.43×10^{-7}
C_{31}	864	7200
C_{32}	0.543	107
C_{33}	0.0815	16.03
C_{34}	86.4	1.829×10^5
C_{35}	2.382	0.0259
C_{36}	30.5	100



BIODATA PENULIS

Diangga Sabrian Ariady. Lahir di Probolinggo pada tanggal 05 Agustus 1991. Merupakan anak ke dua dari tiga bersaudara dari pasangan Bapak Junaedi Iskak dan Maria Ulfah. Memulai pendidikan formalnya di SDN Wonoasih 1 pada tahun 1998-2004, kemudian melanjutkan pendidikan di SMPN 5 Probolinggo pada tahun 2004-2007, SMAN 1 Probolinggo pada tahun 2007-2010, dan melanjutkan ke jenjang S1 di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya setelah dinyatakan lulus melalui jalur Penelusuran Minat dan Kemampuan (PMDK) Reguler pada tahun 2010 dan mengambil bidang Manajemen Inspeksi Berbasis Resiko untuk peralatan bangunan lepas pantai. Selama menjadi mahasiswa, kegiatan penulis diluar kuliah adalah hanya aktif pada satu UKM (Unit Kegiatan Mahasiswa) Maritime Challenge. Dalam UKM ini penulis mendapatkan banyak pengalaman mulai dari berorganisasi dalam arti sesungguhnya, kerja tim dan perjuangan membela negara Indonesia dalam sebuah perlombaan *rowing* dan *sailing* tingkat internasional. Penulis pernah menjadi pengurus UKM Maritime Challenge periode 2011-2013 sebagai anggota divisi *training*, sebagai anggota *Wooden Sailing Boat Project* Rojo Segoro dan Baita Sena sebagai divisi perencanaan, dan pernah mengikuti *Atlantic Challenge International* di Irlandia tahun 2012 sebagai kru kapal serta *Atlantic Challenge International* di Perancis tahun 2014 sebagai kapten kapal. Penulis juga mempunyai pengalaman kerja praktik di galangan kapal PT. DOK dan Perkapalan Surabaya (PERSERO).

Email : dianggasabrian@gmail.com
theworsebad@ymail.com